

ANÁLISIS DEL MODELO DE ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO DE FUENTES DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA, PARA SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE PRUEBA EN
MEDIA TENSIÓN.

CARLOS ALBERTO GARCÍA CEBALLOS

Proyecto de grado presentado como
requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Director

JUAN JOSÉ MORA FLÓREZ

Ph.D. Docente del Programa de Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PEREIRA

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	4
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	6
OBJETIVOS.....	8
OBJETIVO GENERAL	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1. MARCO TEÓRICO	9
1.1 CONSIDERACIONES SOBRE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	9
1.1.1 Estabilidad angular y transitoria.....	10
1.2 GENERADOR SÍNCRONO.....	12
1.2.1 Modelo simplificado de la máquina síncrona o modelo de segundo orden.....	13
1.2.2 Sistema de excitación (Automatic Voltage Regulator).	17
1.2.3 Sistema turbina y gobernador de velocidad.....	19
1.3 GENERADOR EÓLICO	25
1.3.1 Máquina de inducción.	25
1.3.2 Turbina Eólica.	28
1.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO.	30
1.4.1 Modelo equivalente del generador fotovoltaico.	30
2. RESULTADOS	35
2.1 SISTEMA DE PRUEBA	35
2.2 FUNCIONAMIENTO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMALES.	38
2.3 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIÓN DE FALLA (CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO).....	47
3. CONCLUSIONES, APORTES Y RECOMENDACIONES.	54
4. BIBLIOGRAFÍA.....	57

ANEXOS.....	61
A. MODELO ELECTROMAGNÉTICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	61
Máquina síncrona.	61
Modelo de la máquina síncrona en referencia 0dq.	65
B. MODELO HYGOV	67
C. PANEL FOTOVOLTAICO Y SISTEMA DE INVERSION DE ENERGÍA	68
Panel fotovoltaico.....	68
Sistema de conversión de energía.....	72

INTRODUCCIÓN

En el entorno de los sistemas eléctricos de potencia, la generación de energía eléctrica evolucionó en base a centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y nucleares, las cuales, aprovechan la energía de una fuente primaria para suplir energía eléctrica a mediano o bajo costo. Este esquema o matriz de generación, aun es la principal fuente de energía eléctrica para la mayoría de países. Lo anterior, por tratarse de tecnologías funcionales y cuyo avance tecnológico ha permitido establecer un nivel elevado de seguridad y confiabilidad para generar energía.

No obstante, las nuevas tecnologías también han hecho posible que sistemas de generación que en otra época se consideraban inviables, puedan ser estudiados e implementados con relativa facilidad.

Así pues, los sistemas de generación están incursionando en la generación renovable, la cual, impulsada por la conciencia social sobre el cuidado del medio ambiente, el bajo costo de generación y la relativa facilidad en la implementación, ha escalado en importancia hasta volverse representativa en algunos países desarrollados. Como ejemplo, se tiene en [1], una breve descripción del mercado de energía en Alemania. Allí, se aprecia la importancia de la generación renovable en la bolsa de energía, pues es incluida en la regulación del mercado intradiario para integrar la generación solar al sistema de potencia. Así, la generación solar en Alemania contribuyó en el 2011 con 20 % de la energía transada en el mercado intradiario. También, se tiene en [2], el caso de España, cuya generación eólica es la segunda fuente de generación de energía eléctrica, teniendo una potencia eólica instalada de 23.026 GW

Entonces, el mercado eléctrico, los entes reguladores y las entidades presentes en el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, están cada vez más interesados en la implementación y regulación de la generación renovable. Por ello, es importante desarrollar modelos teóricos y prácticos orientados a planear, diseñar y regular este tipo de fuentes.

Es así como el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, tiene una rama orientada a analizar las fuentes renovables. La forma de generación renovable más tratada ha sido la eólica, por ello, presenta un nivel de maduración más alto respecto a otras fuentes renovables. Por esta misma

razón, se pueden encontrar libros característicos del estudio de máquinas eléctricas con capítulos dedicados a la energía eólica, tal es el caso de [3].

Adicionalmente, la profundización en la generación renovable se puede llevar a cabo mediante las microrredes, redes inteligentes y generación distribuida, las cuales, estudian entre otras cosas, la interacción e interconexión del sistema de potencia (red principal), con fuentes de generación renovable.

En vista de ello, se presenta en este documento los resultados de una recopilación de información relacionada al modelamiento y simulación de fuentes de generación convencional y alternativa, de forma tal que los modelos reunidos puedan describir el comportamiento y operación en estado estable y en estado dinámico de los generadores. Así mismo, se realiza una breve descripción del análisis de estabilidad transitoria y de las características y restricciones que este estudio tiene.

Adicionalmente, se utiliza el modelamiento obtenido para proponer y evaluar mediante el uso de software, la operación de un sistema de distribución en media tensión, que opera en estado estable y ante condición de falla.

Finalmente, por medio de la recopilación de modelos de fuentes de generación, se pretende implementar una simulación que sirva como modelo de prueba para diversos análisis de estado estable y transitorio. No obstante, se hace salvedad de que en este documento se presentan los modelos válidos más simples, por ello, análisis más detallados como resonancia subsíncrona y análisis subtransitorio, no pueden ser tratados con el sistema de prueba planteado. Con ello en mente, son muchos los efectos dinámicos y estables que se pueden abarcar con la simulación realizada, los cuales permiten el estudio de la generación distribuida y las microrredes.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Existen muchas aplicaciones y funcionalidades dedicadas a la integración de las energías renovables, las cuales, se pueden ubicar en cualquier parte de la cadena de energía eléctrica (desde pequeños hogares en zonas residenciales hasta enormes granjas o campos de generación que suplen parte de la demanda de un país). Se puede analizar una infinidad de elementos que se deben involucrar en sistemas de generación renovable, entre ellos podemos encontrar almacenadores de energía, sistemas de conversión de energía, reguladores de velocidad, el tipo de generador, entre los más importantes.

Por otra parte, en las últimas décadas se ha incrementado el interés por el uso de energías renovables como fuente primaria para la generación de energía eléctrica. Por ello, se dedica una rama de estudio para el análisis, desarrollo y aplicación de metodologías y elementos que impulsan la generación renovable hacia una forma de generación estable y confiable.

De manera similar, el amplio desarrollo que han alcanzado sistemas de generación eólica y solar, así como su masiva implementación en algunos mercados de energía, permite que los estudios evolucionen del campo teórico al campo práctico, estableciendo un lazo de retroalimentación entre los sectores de producción y de investigación.

Así, al analizar la generación renovable y su integración con la generación principal, se encuentra en la literatura científica una gran cantidad de información sobre aspectos específicos de la interconexión, como la forma óptima de utilizar bancos almacenadores de energía y algoritmos de control para sistemas inversores. Así mismo, se encuentra en menor medida el uso de sistemas de prueba para experimentar con teorías de control o para validar modelos y equivalentes propios.

Sin embargo, se encuentra también que el modelamiento de los elementos de generación suele ser el más completo posible o el disponible en los simuladores utilizados, siendo tal que en la mayoría de los casos, se menciona pero no se analiza en detalle el proceso de puesta a punto de los generadores. Así, para diseñar un sistema de prueba, se tienen traspiés en cuanto al modelo y

los parámetros a usar, pues a nivel de simulaciones, cada análisis requiere cierto nivel de detalle en la parametrización de los elementos.

Entonces, dada la dificultad para encontrar descripciones conjuntas sobre el comportamiento de fuentes de generación, se pretende realizar un compendio de información incluyendo referencias que modelen los sistemas insignia de generación convencional y renovable. Así, se puede establecer un breve ejemplo del modelamiento de dichas fuentes en entornos de simulación de sistemas eléctricos de potencia. De igual manera, los modelos a utilizar deben tener el detalle suficiente para analizar el comportamiento de estado estable y de estado transitorio. Lo anterior, para tener un amplio espectro de casos que se puedan analizar. También, se implementan generadores renovables de forma que su capacidad conjunta sea cercana a la capacidad de un generador convencional o principal.

Finalmente, con el desarrollo planteado se pretende comprender los conceptos sobre el funcionamiento y operación en estado estable y dinámico de fuentes de generación convencional y renovable en una pequeña red de distribución. De esta manera, se podrán aplicar tales conceptos al diseño e implementación de una simulación que sea elemento base para futuros trabajos sobre sistemas de generación renovable y su interconexión con la red de potencia. De igual manera, debido a los modelos tratados, esta simulación es válida para análisis de estabilidad transitoria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los modelos actuales sobre fuentes de generación hidráulica, eólica y solar para proponer y simular un sistema de prueba de distribución de energía eléctrica que sea adecuado para estudiar la operación de estado estable y ante falla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar algunos de los modelos para la caracterización dinámica de fuentes de generación convencional y renovable.
- Emplear los modelos estudiados para proponer un sistema de prueba en media tensión.
- Simular el sistema de prueba propuesto mostrando resultados de operación ante condiciones de operación normal y de fallo.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 CONSIDERACIONES SOBRE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

En esta sección se describen brevemente los estudios sobre estabilidad que se pueden realizar en un sistema eléctrico de potencia, así como las características de la estabilidad transitoria y su clasificación en el área de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

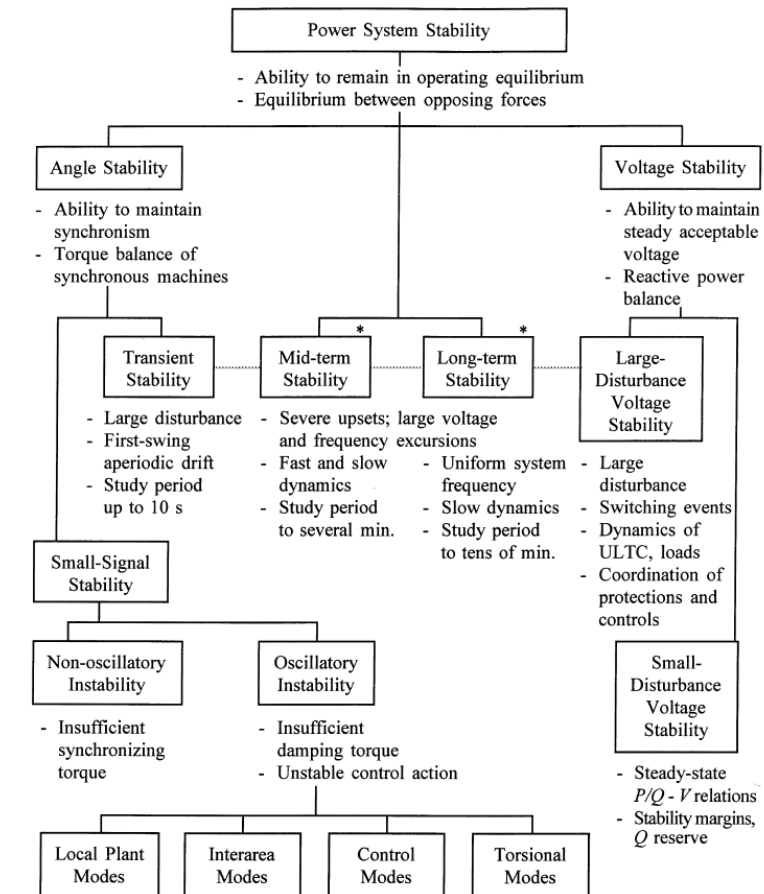
Así pues, para que un sistema eléctrico de potencia opere correctamente, se deben cumplir muchas condiciones en los elementos asociados al proceso de generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica. De ahí que, dependiendo del análisis de interés, se brinda mayor o menor atención a ciertos elementos dada la sensibilidad o importancia que tengan dentro del SEP (Sistema Eléctrico de Potencia). Por ello, analizar ciertos elementos, reúne gran parte de la información para determinar si el SEP puede operar correctamente.

De esta manera, dado el gran tamaño y complejidad de los SEP, se busca hacer representaciones simplificadas pero que mantengan el detalle suficiente como para describir el fenómeno de interés. En sí, dependiendo el análisis, se tienen representaciones estándar que han sido reconocidas por entes como la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y otras que han sido adoptadas por la literatura como aproximaciones válidas para ciertos análisis. En general, los sistemas equivalentes más utilizados, varían matemáticamente al aumentar el grado de no linealidad e incluso, al utilizar sistemas de ecuaciones.

De otra parte, en [4] se define la estabilidad en sistemas de potencia como la propiedad que tiene un SEP para operar en equilibrio ante operación normal y recuperar un equilibrio aceptable luego de un disturbio eléctrico o mecánico. Con ello en mente, cabe resaltar que los análisis de estabilidad son muy variados y pueden enfocarse en distintos aspectos, entre ellos podemos encontrar estabilidad relacionada a cambios de velocidad en el rotor de máquinas síncronas (que afecta directamente la frecuencia de la señal generada), cambios en la tensión de las barras, recuperación ante pequeños cambios de carga, recuperación ante disturbios en elementos críticos, entre los más importantes.

En la Figura 1 se pueden apreciar los distintos tipos de análisis que se pueden hacer para determinar la estabilidad de un SEP. En este caso, el análisis de interés es la estabilidad transitoria que forma parte de la estabilidad angular.

Figura 1. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.



Tomado de referencia [4].

A continuación se hace una descripción leve sobre la estabilidad de ángulo y transitoria.

1.1.1 Estabilidad angular y transitoria. La estabilidad angular está asociada al rotor de las máquinas síncronas y relaciona la habilidad de las mismas para permanecer en sincronismo ante operación normal y ante disturbios de distinta naturaleza. Este problema de estabilidad relaciona la potencia de salida de la máquina cuando el rotor presenta oscilaciones mecánicas.

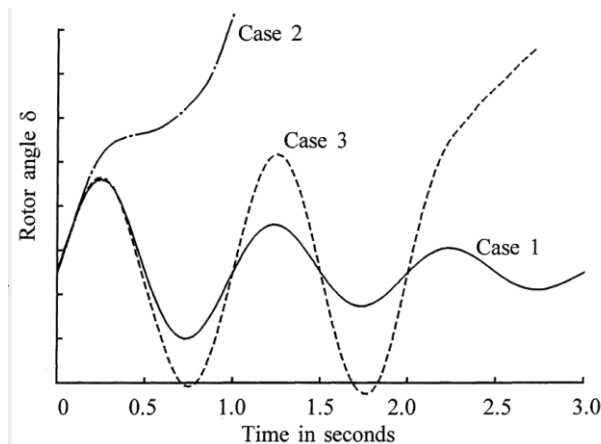
Por otra parte, la estabilidad transitoria busca determinar la estabilidad angular del SEP cuando este ha sufrido una perturbación severa de carácter transitorio. Normalmente, la estabilidad del SEP varía de acuerdo a las condiciones previas a la ocurrencia de la falla. Además, las condiciones de operación del SEP después de la falla son diferentes a las condiciones previas, aun en un sistema estable.

En cuanto a los tiempos de análisis, en [4], se propone que para la estabilidad transitoria, suele ser de 3 a 5 segundos luego de la perturbación, llegando a extenderse hasta 10 segundos para sistemas muy grandes.

En la Figura 2 se presentan las posibles respuestas que puede tener el ángulo del rotor de una máquina luego de que ha sucedido algún tipo de perturbación en el SEP.

De esta manera, se presentan 3 casos que permiten ver la estabilidad o inestabilidad del SEP. El primer caso indica un sistema estable que se recupera paulatinamente, el segundo caso indica un sistema inestable que pierde sincronismo rápidamente y el tercer caso representa un sistema que inicialmente parecía estable pero que al analizar un periodo de tiempo mayor, resulta inestable. En general, el caso tres puede representar un SEP que es inestable en pequeña señal por lo que la inestabilidad transitoria no siempre es debida a una gran perturbación en el sistema.

Figura 2. Posibles respuestas del rotor de una máquina ante determinada perturbación.



Tomada de referencia [4].

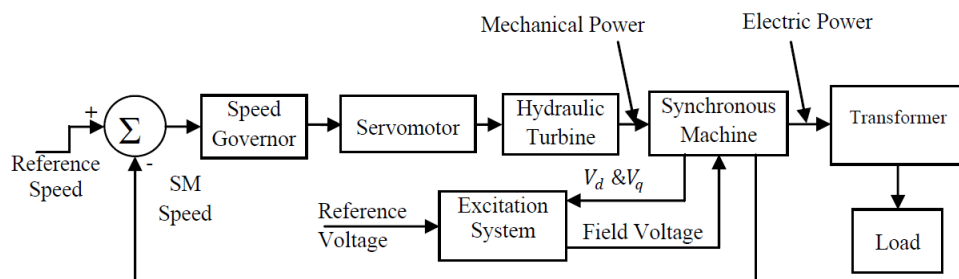
1.2 GENERADOR SÍNCRONO

La generación de energía eléctrica puede darse mediante diferentes tecnologías. Sin embargo, la generación convencional utiliza como elemento principal la máquina síncrona dada su flexibilidad en el control de tensión y de reactivos. Aun así, ésta no opera por sí sola para generar energía, ya que se debe acompañar de otros elementos encargados del control de variables como la frecuencia y tensión.

Así, se muestra en la Figura 3, un diagrama de bloques de los elementos mínimos necesarios para la operación de una planta hidroeléctrica. En esta figura se evidencian las señales que intervienen al interconectar los diferentes elementos que conforman la planta de generación. A manera de descripción, el gobernador de velocidad tiene como señal de entrada la velocidad (aunque puede ser la potencia mecánica o ambas), a partir de ella se generan las señales de control para las válvulas (accionadas mediante servomotores) y que permiten mayor o menor flujo hacia la turbina, cuya salida es la potencia o torque mecánico que impulsa el rotor del generador, el cual se conecta a la red a través de un transformador.

Si la velocidad empieza a caer, la potencia mecánica se debe aumentar mientras que si la velocidad aumenta más de lo recomendado, la potencia mecánica debe disminuir.

Figura 3. Interconexión entre elementos en generación hidroeléctrica.



Tomada de referencia [5].

A continuación se presenta en detalle el modelamiento de los elementos que forman la unidad de generación, enfatizando en la generación hidroeléctrica. Adicionalmente, en el Anexo A se puede

encontrar una descripción sobre los modelos electromagnéticos (completos), de la máquina síncrona.

1.2.1 Modelo simplificado de la máquina síncrona o modelo de segundo orden. En general, los modelos anteriores representan fielmente las condiciones operativas que se pueden dar en una máquina síncrona, un ejemplo de tales condiciones puede ser la operación en vacío, operación en corto circuito, en estado estable o ante diferentes tipos de disturbios. No obstante, dependiendo del análisis que se quiera realizar, se pueden asumir ciertas condiciones o utilizar ciertos modelos que representan solo el fenómeno de interés. Lo anterior, debido a que en sistemas reales en donde se tienen muchas máquinas funcionando al tiempo, resulta muy complejo dar solución a los modelos de todas las máquinas. Así, se obtienen modelos de diferentes órdenes para la máquina síncrona, siendo los de mayor orden los que representan mayor cantidad de fenómenos en la máquina.

Algunos modelos pueden tener consideraciones como:

- El rotor de la máquina refleja muchos de los fenómenos eléctricos oscilatorios que suceden en la misma; por ello, analizar la ecuación mecánica del rotor brinda información precisa sobre el funcionamiento dinámico de la máquina ante diferentes situaciones (este modelo es el utilizado para el sistema de prueba a implementar).
- Para otros análisis puede no ser necesario considerar la saturación.
- Otros pueden indicar que el aporte de los devanados amortiguadores en estado transitorio o en máquinas de rotor liso, resulta tan pequeño que es despreciable.

Entonces, como se menciona en las referencias [6] y [7], el modelo que representa la ecuación mecánica del rotor (ecuación “*swing*”), refleja la dinámica y las oscilaciones mecánicas en el rotor de la máquina síncrona. De igual manera, en [8] se apunta que dicho modelo es válido al considerar un rotor rígido, caso en el cuál, se asume que la inercia de la turbina representa la inercia del rotor. Así pues, la ecuación que modela mecánicamente el movimiento del rotor se muestra a continuación.

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} + D \frac{d\theta_m}{dt} = T_m - T_e \quad (1)$$

Donde J es la inercia del rotor, D es el coeficiente de amortiguamiento, T_m es el torque mecánico y T_e el torque eléctrico. Así, aunque la ecuación (1) utiliza el ángulo mecánico en el rotor, se puede usar el ángulo eléctrico al aplicar la ecuación (2), en donde P es el número de pares de polos en la máquina.

$$\theta_e = P\theta_m \quad (2)$$

De esta manera, tomando la ecuación (1), sin incluir el efecto del amortiguamiento, multiplicando por la velocidad angular base y dividiendo entre la potencia aparente base, se tiene la ecuación (7).

$$J\omega_B \frac{d\omega}{dt} = \omega_B T_m - \omega_B T_e \quad (3)$$

$$\frac{J\omega_B \frac{d\omega}{dt}}{S_B} = \frac{P_m - P_E}{S_B} \quad (4)$$

$$\frac{J\omega_B^2 \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega}{\omega_B} \right)}{S_B} = \frac{P_m - P_E}{S_B} \quad (5)$$

$$\frac{J\omega_B^2}{S_B} \frac{d}{dt} (\omega_{pu}) = P_{m\ pu} - P_{E\ pu} \quad (6)$$

$$M = 2H = \frac{J\omega_B^2}{S_B} \quad (7)$$

Finalmente, la ecuación (1), en su forma normalizada, con valores en por unidad y con la constante de inercia ‘H’ en segundos, se aprecia en la ecuación (8).

$$2H \frac{d}{dt} (\omega_{pu}) = P_{m\ pu} - P_{E\ pu} \quad (8)$$

Como valor de referencia, en el cuadro 1.1 de la referencia [6], y la tabla 3.2 de la referencia [4], se presentan los valores típicos de inercia en generadores síncronos. Allí, se aprecia que para unidades hidroeléctricas, dicho valor puede variar entre 2 y 4 segundos. Así mismo, la tabla 4.2 de [4], muestra valores típicos de los parámetros de la máquina síncrona para unidades hidroeléctricas, los cuales se presentan en la tabla siguiente y se encuentran en valores por unidad y/o segundos según aplique.

Tabla 1. Valores típicos de parámetros en máquinas síncronas.

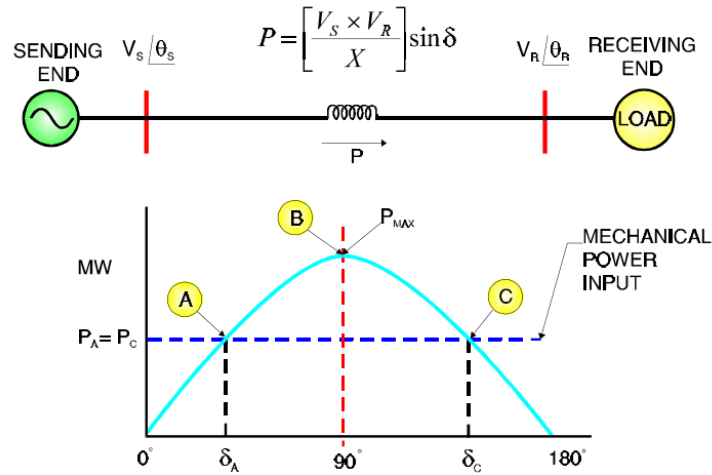
Parameter		Hydraulic Units	Thermal Units
Synchronous Reactance	X_d	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3
	X_q	0.4 - 1.0	1.0 - 2.3
Transient Reactance	X'_d	0.2 - 0.5	0.15 - 0.4
	X'_q	-	0.3 - 1.0
Subtransient Reactance	X''_d	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
	X''_q	0.2 - 0.45	0.12 - 0.25
Transient OC Time Constant	T'_{d0}	1.5 - 9.0 s	3.0 - 10.0 s
	T'_{q0}	-	0.5 - 2.0 s
Subtransient OC Time Constant	T''_{d0}	0.01 - 0.05 s	0.02 - 0.05 s
	T''_{q0}	0.01 - 0.09 s	0.02 - 0.05 s
Stator Leakage Inductance	X_l	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2
Stator Resistance	R_a	0.002 - 0.02	0.0015 - 0.005

Tomado de referencia [4].

Otro aspecto a tener en cuenta es que la potencia eléctrica se puede representar de forma simplificada por medio de la relación entre la potencia de salida de la máquina y el ángulo del rotor.

Dicha relación se deduce de un sistema en el que se tienen dos nodos y un flujo de potencia, tal como se aprecia en la Figura 4.

Figura 4. Curva potencia-ángulo.



Tomada de referencia [9].

De esta manera, en la sección 3.3 de la referencia [9], se obtiene la ecuación de potencia eléctrica, que se puede expresar como se muestra en la ecuación (9) y que representa el flujo de potencia que es posible transmitir eléctricamente en una red. En este caso, el argumento de la función seno es la diferencia angular entre el voltaje de envío y el de recibo.

$$P_E = P_{m\acute{a}x} \sin \delta \quad (9)$$

Otro aspecto a tener en cuenta es que la potencia máxima a entregar se encuentra con un ángulo de 90°. No obstante, los límites térmicos de las líneas y el punto de operación mecánico en el que se encuentre el generador (P_m), hacen que este límite máximo decaiga. Entonces, la potencia máxima nunca se alcanza en operación de estado estable pues operar a ángulos cercanos a 90° implicaría, entre otras cosas, que el sistema opera a su límite de capacidad por lo que cualquier perturbación lo sacaría de funcionamiento. Cabe recordar que se usa el primer cuarto de onda para hallar el ángulo de operación pues es allí, donde se representa la primera intersección entre la potencia eléctrica y mecánica.

Así pues, en la referencia [9] se menciona que el ángulo de operación de la red no sobrepasa los 20°.

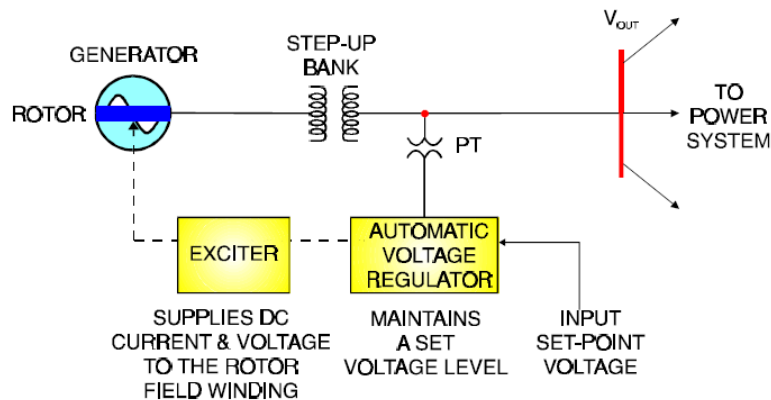
Entonces, reemplazando la ecuación (9) en la ecuación (8), se obtiene el modelo simplificado de segundo orden para la máquina síncrona.

$$M \frac{d}{dt}(\omega) = P_m - P_{m\acute{a}x} \sin \delta; \quad \frac{d}{dt}(\delta) = \omega \quad (10)$$

Como dato adicional, las plantas de generaci3n hidr1ulica utilizan m1quinas con rotor de polos salientes, los cuales, funcionan a velocidades de hasta 1200 rpm [10].

1.2.2 Sistema de excitaci3n (Automatic Voltage Regulator). El AVR o Regulador Autom1tico de Voltaje permite el control sobre la corriente de excitaci3n en el devanado de campo de la m1quina. As3, se mantiene un nivel de tensi3n 3ptimo en terminales de la misma (afectando directamente la generaci3n de reactivos). En la Figura 5 se puede apreciar la ubicaci3n e interconexi3n del AVR con otros elementos del sistema.

Figura 5. AVR en un sistema de potencia.



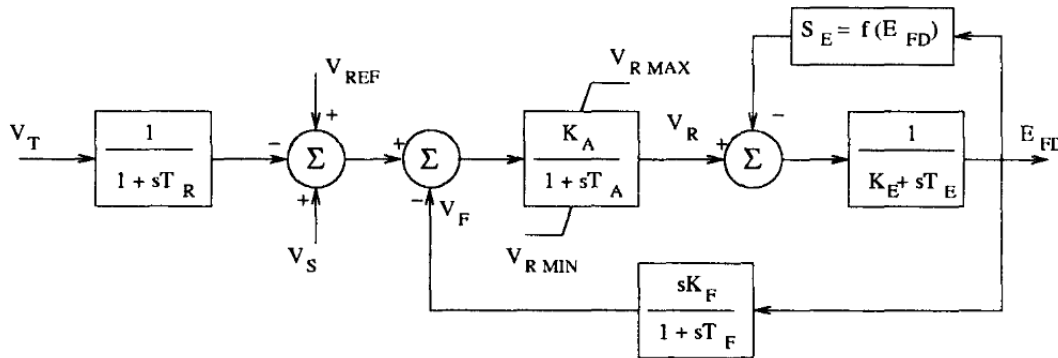
Tomada de referencia [9]

En la referencia [8], se mencionan los tipos de sistemas de excitaci3n que se utilizan. Entre ellos se encuentran los generadores DC (primeros en utilizarse), generadores AC (con rectificadores est1ticos o m3viles), y sistemas de excitaci3n est1ticos (alimentados por transformadores y rectificadores).

Cabe Recordar que la excitaci3n de campo en una m1quina s3ncrona es siempre en corriente directa por lo que al usar una fuente alterna como excitaci3n, se deben usar elementos rectificadores.

De igual manera, se hace una descripción de los sistemas de excitación utilizados y propuestos por la IEEE. Según tal, el sistema de excitación IEEE tipo 1 (Figura 6), propuesto en 1968, resulta ser una aproximación que representa de forma general los sistemas de excitación en servicio para la época. En él, V_R representa la salida limitada del regulador de voltaje y S_E representa la saturación del sistema de excitación.

Figura 6. Sistema de excitación IEEE Tipo 1.



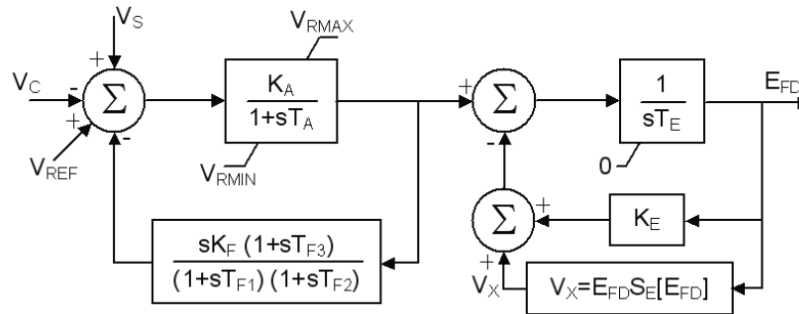
Tomado de referencia [8].

Posteriormente, en 1981, la IEEE clasificó los sistemas de excitación según su fuente de alimentación, lo que dio un grado de precisión mayor para cada modelo.

Entre los modelos AC se encuentra el AC1A (sin control en los rectificadores), AC4A (con control en los rectificadores), entre los más importantes. En la Figura 7, se aprecia el diagrama de control utilizado para implementar un sistema de excitación AC5A, el cual, según la referencia [11], es un modelo simplificado para sistemas de excitación sin escobillas y que se utiliza ampliamente en la industria, incluso para modelar sistemas de los que no se tiene detalle suficiente.

Las señales de entrada a este regulador son: tensión de un sistema estabilizador de potencia (cuando se utilice), tensión en terminales de la máquina y tensión de referencia. Además, los parámetros y limitadores en la tensión de campo y en los rectificadores. Es este modelo el que se utiliza para el sistema de prueba a implementar.

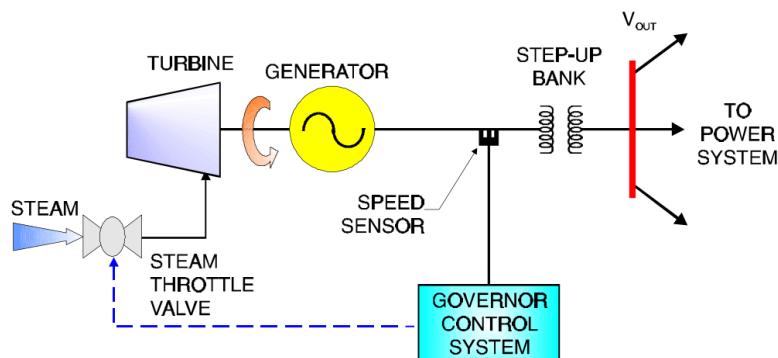
Figura 7. Sistema de excitación AC5A.



Tomada de referencia [11].

1.2.3 Sistema turbina y gobernador de velocidad. El sistema turbina – gobernador de velocidad tiene como finalidad controlar la velocidad del rotor de un generador. Así, se puede controlar la frecuencia de la señal generada. Lo anterior, se logra mediante la apertura o cierre de válvulas que permiten el acceso de la fuente primaria a la turbina. Un diagrama de la interconexión de los elementos principales en el sistema de control de velocidad se puede visualizar en la Figura 8.

Figura 8. Sistema con gobernador y turbina.



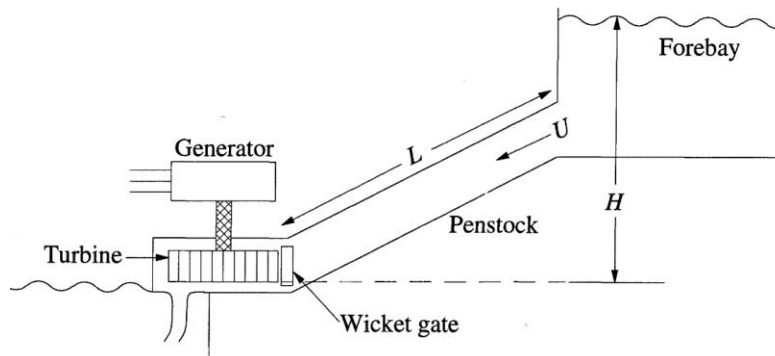
Tomado de referencia [9].

A continuación se hace una descripción de la turbina hidráulica y del gobernador de velocidad.

1.2.3.1 Turbina hidráulica. En la referencia [9], se hace un resumen de las diferentes turbinas utilizadas en el proceso de generación de energía eléctrica. Entre ellas, se encuentran turbinas de vapor, hidráulicas y de combustión. En general, dependiendo de la matriz de generación de los mercados eléctricos, se tendrá cada tipo de turbina en mayor o menor proporción. En este caso, para los modelos que así lo requieran, se considera la turbina hidráulica tipo Pelton que, de acuerdo a la referencia [4], resulta adecuada para caídas de agua de más de 300 metros. Como dato adicional, la referencia [12] menciona que dicha turbina es usada por la mayoría de las centrales de generación del mercado eléctrico en Colombia.

De esta manera, en el capítulo 9 de la referencia [4], se hace una descripción del modelo y de las consideraciones a tomar para obtener la función de transferencia de una turbina hidráulica. Lo anterior, bajo la disposición general que tienen las centrales hidroeléctricas (Figura 9), y en la cual, las características intrínsecas de la central son indispensables para modelar la velocidad del agua en la tubería y la potencia mecánica de la turbina.

Figura 9. Central hidroeléctrica.



Tomada de la referencia [4].

Entre las ecuaciones principales se encuentran las siguientes:

Velocidad del agua en tubería.

$$U = K_U G \sqrt{H} \quad (11)$$

En donde K es una constante de proporcionalidad; G , la posición de las compuertas que permiten la entrada de agua y H , la altura entre el nivel de agua y la entrada a la turbina.

Potencia mecánica de la turbina.

$$P_m = K_p H U \quad (12)$$

Tiempo de inicio del agua

$$T_w = \frac{L U_o}{a_g H_o} \quad (13)$$

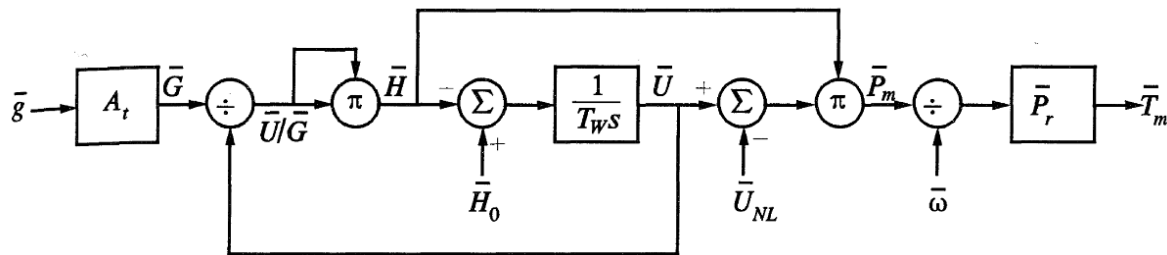
En donde L es la longitud de la tubería, U_o es la velocidad inicial del agua, a_g es la aceleración gravitacional y H_o es la distancia inicial entre el nivel del agua y la turbina. En la referencia [3], se mencionan valores típicos para T_w de entre 0.5 y 5 s. Sin embargo, la referencia [4] propone un máximo de 4.5 s.

Así mismo, con base al tiempo de inicio y la velocidad del agua, en la referencia [4] se obtiene la función de transferencia de una turbina clásica, sin pérdidas y lineal, que relaciona el cambio en las compuertas (cambio en el flujo de agua), con el cambio de potencia mecánica.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s} \quad (14)$$

Aun así, en la referencia [3] aclara que la ecuación lineal de la turbina (14), es más adecuada para representaciones ante pequeños cambios en la potencia mecánica. Por ello, se prefiere usar un modelo no lineal que asume incompresible el fluido por la turbina y rigidez de la tubería que la transporta. El desarrollo también se presenta en la referencia [4], del cual se obtiene la siguiente ecuación en diagrama de bloques.

Figura 10. Modelo no lineal de turbina hidroeléctrica.



Tomada de la referencia [4].

En donde:

$$A_t = \frac{1}{g_{\text{máx}} - g_{\text{min}}} \quad (15)$$

$$T_w = \frac{LU_{\text{nom}}}{a_g H_{\text{nom}}} \quad (16)$$

$$P_{\text{nom}} = \frac{P_{\text{nom turbina}}}{S_{\text{base}}} \quad (17)$$

$$U_{\text{min}} = A_t g_{\text{min}} \sqrt{H_o} \quad (18)$$

Los parámetros que involucran valores mínimos deben ser mayores a cero debido a que las compuertas que permiten el flujo de agua a la turbina, no se cierran completamente, permitiendo un flujo de agua mínimo.

El modelo que involucra la turbina, la tubería y que se muestra en la Figura 10, representa de forma más adecuada las características transitorias de la turbina. Por lo tanto, es el modelo que se utiliza en el sistema de prueba.

1.2.3.2 Gobernador de velocidad. En general, la función del gobernador es entregar señales de apertura o cierre a las compuertas. Estas a su vez, habilitan el flujo de agua por la turbina, lo que permite controlar la velocidad del rotor, la cual debe mantenerse en valores oscilantes alrededor de 1 en por unidad.

La tecnología que usa el gobernador para adquirir la señal de velocidad, puede usar elementos mecánicos-hidráulicos o electro-hidráulicos, siendo estos últimos los más actuales. El método de funcionamiento y el modelamiento de cada uno de ellos se encuentra descrito en detalle en la referencia [3].

De esta manera, los gobernadores de velocidad se configuran con una pendiente de caída en estado estable conocida como *droop*, la cual representa el cambio que debe tener la velocidad para que las compuertas cambien su posición de abierto a cerrado. También, representa la ganancia de la turbina. A manera de ejemplo, un *droop* de 2% indica que un cambio en la

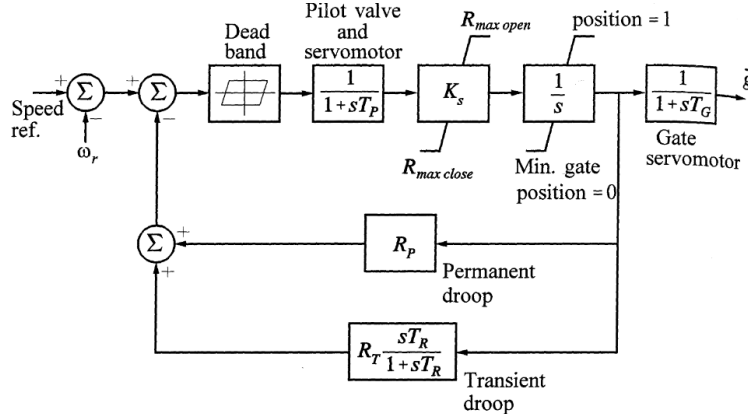
velocidad de referencia de 2 %, causa que las compuertas cambien su posición en un 100 %. Lo anterior representa un cambio de 50 % en compuertas por cada 1 % en velocidad indicando una ganancia de 50.

La representación más simplificada de un gobernador se da en estado estable mediante la característica *droop*, representada mediante el carácter R o en función de la ganancia K_G , la cual es el inverso de R . Así, una ganancia de 5 indica un R de 0.2. Así, un gobernador debe garantizar que ante un cambio en la potencia mecánica, la velocidad no se desvíe en demasía. Lo anterior, según la referencia [3], puede lograrse con un *droop* pequeño pero nunca nulo o negativo, a manera de ejemplo, el *droop* de plantas hidroeléctricas puede estar en el orden de 0.09.

Así pues, dicha representación corresponde a un control proporcional y no es suficiente cuando se trata de representar características dinámicas en la turbina. Por ello, se debe considerar realimentación y características de caída condicionadas a la velocidad con que cambia el giro del rotor. Para velocidades de cambio altas, la ganancia deberá ser baja y para velocidades bajas, una ganancia alta. Así, se deben implementar ganancias (*droop*), transitorias (para velocidades altas) y permanentes (para velocidades bajas).

En la referencia [4] y la referencia [3], se hace un análisis detallado sobre las consideraciones mencionadas y otras tantas que afectan directamente el modelamiento de un gobernador de velocidad para una turbina hidráulica. Así, se llega a un gobernador adecuado para estudios de estabilidad y que en conjunto con la Figura 10, representa el sistema turbina-gobernador para análisis dinámicos del SEP.

Figura 11. Gobernador de velocidad para turbinas hidráulicas.



Tomado de la referencia [4].

El diagrama de bloques de la Figura 11, considera el uso de servomotores; limitaciones en la posición, apertura y cierre de compuertas; implementa la característica transitoria y permanente del *droop* y considera un bloque de banda muerta que se encarga de fijar una franja de operación en el gobernador. En la referencia [4] y la referencia [9], se menciona una banda muerta ajustada entre 0.03 y 0.04 Hz. No obstante, su inclusión suele omitirse debido a factores que van desde la dificultad de parametrizar correctamente la franja, hasta el uso de gobernadores modernos que permiten la eliminación de la misma.

Finalmente, como valores típicos para parametrizar el gobernador de la Figura 11, la referencia [3] cita los siguientes: $T_p = 0.02 \text{ s}$, $T_G = 0.2 \text{ s}$, $T_R = 5T_w$, $R_T = 2.5 \frac{T_w}{T_m}$ y $R_p = 0.03 \xrightarrow{\text{hasta}} 0.06$. También, en la referencia [4], se hacen recomendaciones para parametrizar el gobernador cuando el generador asociado funciona aislado. Tales son que K_s debe ajustarse lo más alto posible y que T_R y R_T deben depender del tiempo de inicio del agua mediante las siguientes ecuaciones.

$$R_T = [2.3 - (T_w - 1)0.15] \frac{T_w}{T_M} \quad (19)$$

$$T_R = [5 - (T_w - 1)0.5]T_w \quad (20)$$

Con $T_M = 2H$

Finalmente, en el Anexo B se presenta el Modelo HYGOV, que es un equivalente dinámico para la turbina y gobernador de la Figura 10 y Figura 11.

1.3 GENERADOR EÓLICO

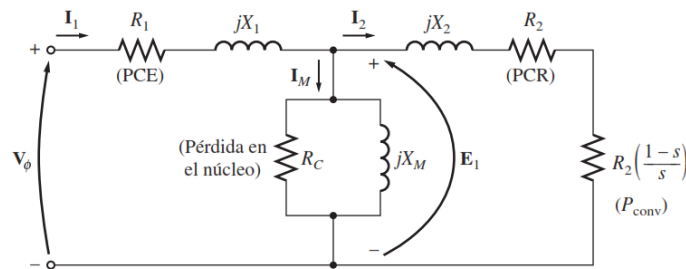
Para el caso del generador eólico, se toma el modelo más simplificado que corresponde al de una máquina de inducción jaula de ardilla conectada directamente a la red e impulsada por una turbina eólica. Este modo de generación eólica es conocido como turbina tipo A.

En la referencia [13], se tiene un análisis detallado sobre los tipos de generadores eólicos y su acople a la red, enfatizando en el generador tipo A, el cual será utilizado para el sistema de prueba y que se describe a continuación.

1.3.1 Máquina de inducción. El generador para una turbina tipo A es una máquina de inducción jaula de ardilla, la cual, se comporta de manera muy similar a un transformador.

Para una máquina de inducción, el circuito equivalente que la representa se muestra en la Figura 12. En ella, se tiene el diagrama por fase visto desde el estator de la máquina y en donde se aprecian los parámetros del estator, del rotor y los parámetros asociados a la magnetización de la máquina (que representan el consumo de energía reactiva necesaria para iniciar la operación). De igual manera, se asocian los elementos relacionados con las pérdidas existentes.

Figura 12. Circuito equivalente para la máquina de inducción.



Tomada de la referencia [14]

Usualmente, dado que la resistencia asociada a las pérdidas en el núcleo es muy alta, suele omitirse del análisis. Adicionalmente, la potencia de salida de una máquina síncrona varía en función del deslizamiento de forma que, a mayor deslizamiento se tiene mayor potencia en el eje

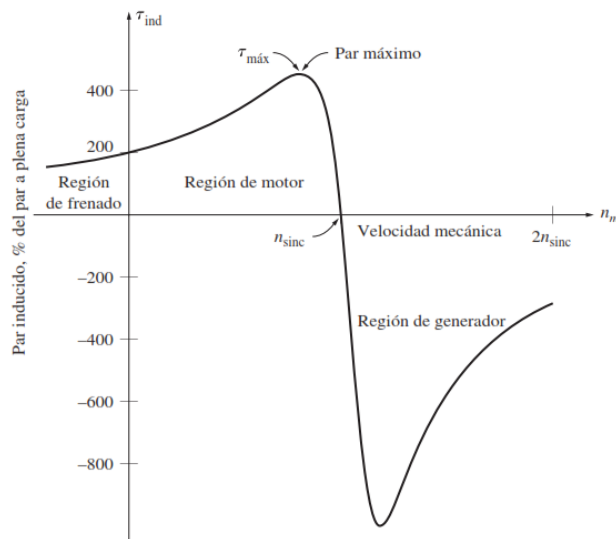
y mayor consumo de reactivos. En la referencia [15] se sugiere un valor de consumo de reactivos de 20% sobre la potencia nominal de la máquina.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el rotor de una máquina de inducción gira a una velocidad diferente a la velocidad de sincronismo. Esta diferencia en las velocidades se mide por medio del deslizamiento y es variable en función de la carga en el eje o de la potencia generada.

Así pues, dado que la máquina de inducción consume gran cantidad de reactivos durante el arranque, es necesario implementar una fuente de reactivos adicional para no ocasionar problemas de tensión al absorberlos de la red. En la referencia [13] se muestran los diferentes métodos para suplir reactivos en generadores eólicos. No obstante, para el sistema de prueba que se implementa, basta con conectar bancos fijos de condensadores.

En cuanto a las características intrínsecas de la máquina de inducción, se puede apreciar en la Figura 13, la curva de par – velocidad. En ella se tiene que la máquina empieza a funcionar como generador cuando el rotor gira a velocidades mayores a la velocidad de sincronismo (deslizamiento negativo).

Figura 13. Curva Par- Velocidad en máquina de inducción.

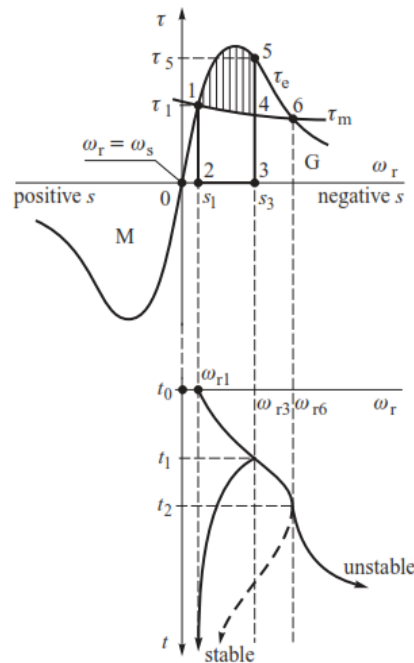


Tomado de la referencia [14].

En cuanto a los puntos de operación estables de la máquina, el capítulo 7 de la referencia [3], describe de forma concreta el punto límite de estabilidad. Tal punto está en la región para la cual, al despejar una falla, la curva del torque mecánico y torque eléctrico pueden regresar a un punto

de intersección. En la Figura 14 se aprecian los puntos de operación para una falla en el sistema dada en el punto 1. Para tal, el generador opera de forma estable si la falla se despeja antes del punto 6.

Figura 14. Puntos de operación de la máquina asíncrona.



Tomada de la referencia [3].

Finalmente, si se desea modelar completamente el comportamiento de la máquina de inducción, las ecuaciones a utilizar son las mismas que para la máquina síncrona y que se condensan en las ecuaciones (25) y (26), salvo las siguientes consideraciones que deben tenerse presentes.

- Para una máquina jaula de ardilla, la tensión en el rotor es nula pues los devanados del rotor están cortocircuitados.
- Las variables y ecuaciones del rotor que para la máquina síncrona están en función de devanados FDQ, ahora están en función de ABC.
- El ángulo eléctrico entre el rotor y el estator es diferente.

Para profundizar en tales ecuaciones se puede consultar la referencia [16], pero al igual que con la máquina síncrona, un modelo simplificado que utiliza el diagrama circuital de la Figura 12 y la ecuación del comportamiento mecánico en el rotor, es suficiente para el sistema de prueba a

implementar. La ecuación mecánica a utilizar tiene la forma de la ecuación (1) mientras que su forma normalizada se alude en la referencia [17]. Es esta última, sin considerar perdidas por fricción, la que se muestra en la ecuación (21) y la que se utiliza en el sistema de prueba.

$$2H \frac{d}{dt}(\omega_r) = \tau_e - \tau_m \quad (21)$$

1.3.2 Turbina Eólica. En cuanto a la turbina, la designación tipo A indica una máquina de inducción conectada directamente a la red, por ello, las oscilaciones en el viento son transmitidas directamente a la señal generada. Sin embargo, existen métodos para atenuar tales oscilaciones por lo que este tipo de generación es muy utilizada, algunas de las razones son el bajo costo y la poca incursión de armónicos en la red.

Así, la potencia que puede ser extraída del viento mediante una turbina eólica está dada por la ecuación (22).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (22)$$

En donde:

ρ : Densidad del aire [kg/m^3]

C_p : Coeficiente de desempeño de la turbina.

A : Área de las aspas [m^2]

V : Velocidad del viento [m/s]

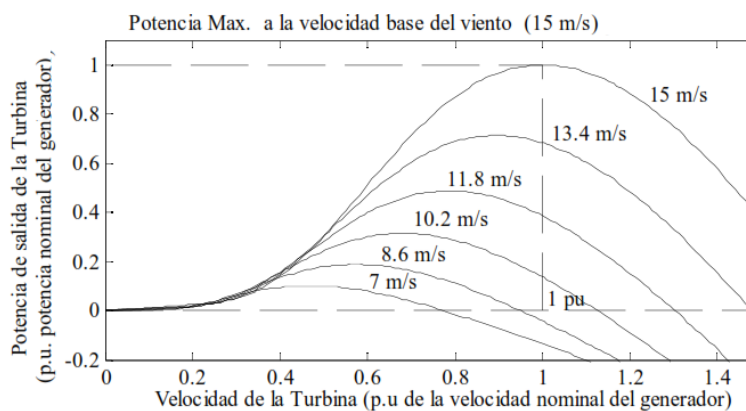
Cabe resaltar que la potencia máxima de la turbina se da cuando las aspas están perpendiculares al viento. De esta manera, el sistema de generación eólico debe tener un sistema de control asociado al posicionamiento de las aspas que no es objeto de análisis para la implementación del sistema de prueba propuesto.

Adicionalmente, el factor de desempeño de una turbina (porcentaje de la energía del viento que es transferida a las aspas), no supera el 59.26 %, dicho valor se conoce como límite de Betz y se

da porque el viento no se detiene al chocar contra las aspas. De esta manera, la potencia entregada por un generador eólico también varía con el ángulo en que estén las aspas con relación al viento.

En general, las turbinas tipo A están diseñadas para operar a máxima eficiencia según una velocidad del viento específica. Por ello, para determinada turbina se tiene una familia de curvas que representa la generación a diferentes velocidades del viento.

Figura 15. Curvas de potencia para turbinas eólicas.



Tomada de la referencia [17].

Así, de la Figura 15, se aprecia que una turbina diseñada para operar a velocidad del viento de 15 m/s, cuando opera a una velocidad de viento 30 % menor (10.5 m/s), tiene un decremento en la generación de aproximadamente un 70 %.

Para el sistema de prueba se consideran los modelos para el generador de inducción y la potencia que puede entregar la turbina en función del viento. La dependencia de la generación con el ángulo de las aspas no se considera.

Finalmente, en la referencia [17], se cuenta con la parametrización de distintas máquinas de inducción, dichos parámetros a excepción de la constante de inercia, se consideran como punto de partida para el sistema de prueba a implementar. Para el caso de la constante de inercia se considera la referencia [19], que menciona que la constante de inercia de un generador convencional oscila por los 3.5 s y en un caso exagerado puede llegar a 6 s.

1.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El generador fotovoltaico basa su operación en el efecto fotoeléctrico, el cual dice que para algunas superficies metálicas, si se les hace incidir radiación electromagnética con la suficiente energía, las superficies desprenderán electrones que pueden ser recolectados y medidos por medio de un amperímetro.

Para un mayor detalle sobre el efecto fotoeléctrico, en la referencia [20] se detalla el mismo y se describe el circuito eléctrico que se puede usar para una verificación experimental.

En general, para implementar un sistema de generación fotovoltaica se deben tener dos elementos principales, un panel fotovoltaico que convierta la radiación electromagnética en energía eléctrica y un sistema de inversión de energía para conectar la energía generada a la red eléctrica.

Una breve descripción de ambos elementos se describe en el Anexo C. Así mismo, un equivalente del generador fotovoltaico se describe a continuación.

1.4.1 Modelo equivalente del generador fotovoltaico. Con las consideraciones hechas sobre el generador fotovoltaico, vale la pena resaltar que el comportamiento del mismo ante condiciones de operación normal y/o ante fallas en la red, depende en gran medida del algoritmo o metodología de control utilizada. Lo anterior, debido a que el sistema de control puede configurarse para que ante ciertas condiciones, se entregue mayor cantidad de reactivos o se desconecte el generador controlado.

Así, entre los esquemas de control, es común encontrar metodologías que integran la detección del punto de máxima potencia del generador (MPPT), la capacidad de operar ante condiciones de falla en la red (por medio de la característica *Fault Ride-Through Capability* FRT), el control independiente de la potencia activa y reactiva, el control de la tensión DC en el capacitor de acople, entre los más importantes. En la referencia [21] se presenta un ejemplo de las características de control mencionadas, haciendo énfasis en el comportamiento dinámico de las mismas. De ello, se obtiene que la contribución del generador fotovoltaico a la corriente de falla del sistema, es controlable debido a la alta velocidad de respuesta del sistema de control.

Entonces, la corriente de falla aportada por el generador fotovoltaico, puede ser en teoría, la que el diseñador del algoritmo de control desee.

Ahora bien, al momento de analizar la inyección de potencia vista desde la red y agilizar los tiempos de simulación de sistemas con muchas fuentes de generación renovable, se opta por el análisis y la simulación de modelos equivalentes que representen el comportamiento dinámico de los generadores renovables. Así, en la referencia [22], se utilizan modelos genéricos de WECC (Western Electricity Coordinating Council), para detallar el control, el inversor y el generador. De modo similar, en [23], se presenta un equivalente del inversor monofásico mediante fuentes dependientes y un esquema de control simplificado.

No obstante, para el caso de interés, se prefiere el uso de un equivalente del generador fotovoltaico visto desde la red de potencia, de esta forma, el diseño e implementación del control no son un limitante en la simulación y análisis de la red principal. Para ello, se encuentran referencias que incursionan en el diseño de esquemas de control que simulan el comportamiento de una máquina síncrona. A continuación, se describen aspectos de dicho esquema de forma tal que se permite tomar el modelo equivalente del generador fotovoltaico como una máquina síncrona.

Así, lo más importante es resaltar que el comportamiento en estado estable y ante falla de los generadores conectados a través de un inversor, depende en gran medida del algoritmo de control utilizado. Así pues, algunos algoritmos de control se diseñan de forma tal que el inversor emula el comportamiento de una máquina síncrona.

Tales inversores son llamados de diversas maneras y formalmente no se encontró concordancia sobre la diferencia entre los distintos términos utilizados. Por ello, en ocasiones se hallan diferencias entre autores en cuanto a la similitud de los modelos con el generador síncrono. Por ejemplo, en la referencia [24], se respalda que desde el punto de vista de la red, un sincronvertidor se ve como una máquina síncrona, pero desestima esta misma premisa en el caso de un generador síncrono virtual. A su vez, la referencia [25], trata las máquinas síncronas virtuales y los generadores síncronos virtuales como términos equivalentes, dejando claro que aunque los generadores síncronos virtuales deben contener un sistema de almacenamiento de

energía (EES), no hay diferencia entre un generador síncrono y un generador síncrono virtual desde el punto de vista de la red de potencia.

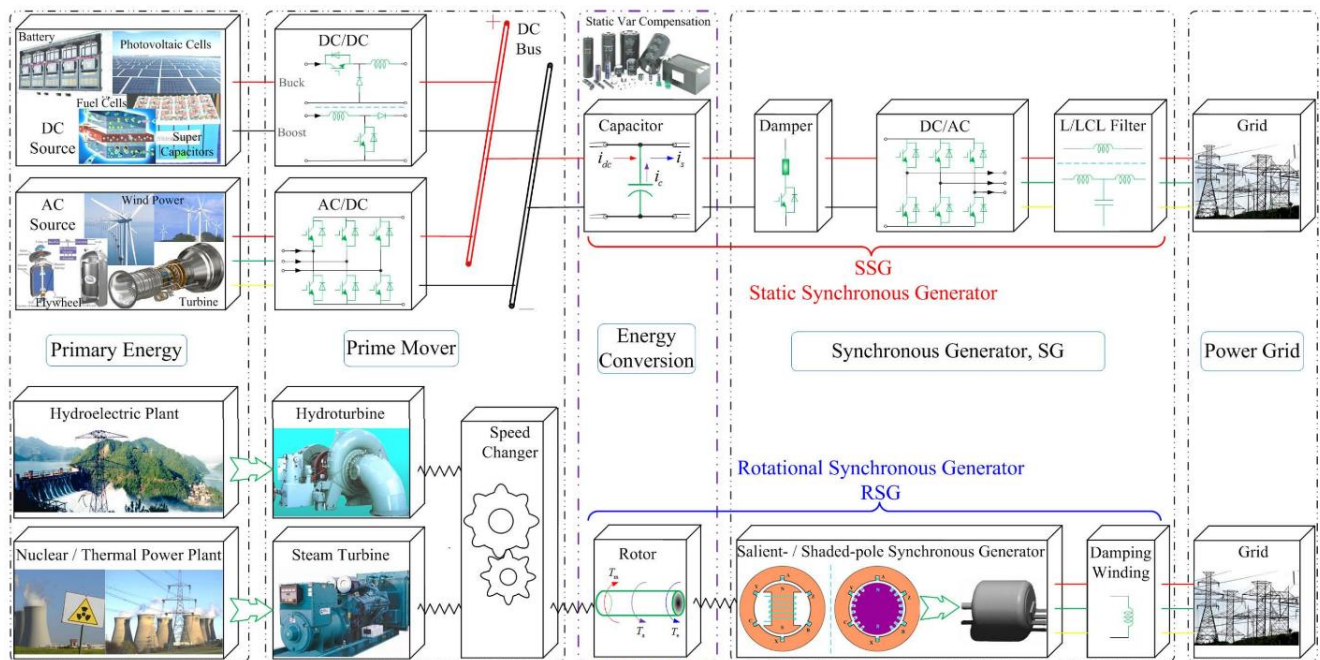
En vista de ello, para efectos de entender mejor los diferentes términos, se establece la siguiente interpretación de los mismos para el desarrollo de esta sección.

- **Generador síncrono estático (SSG):** Basados en una definición de la IEEE presentada en la referencia [26], un SSG es un convertidor de potencia que se energiza de forma apropiada y que se opera para obtener a la salida del mismo, tensiones polifásicas que se pueden acoplar a una red AC con el propósito de intercambiar potencia activa y reactiva.
- **Sincronvertidor (Synchronverter):** Inversor controlado por modulación de ancho de pulso (PWM), de forma tal que su comportamiento emula al de una máquina síncrona. Un análisis detallado de su funcionamiento y características se tiene en la referencia [24].
- **Generador síncrono virtual o Máquina síncrona virtual (VSG o VISMA):** Generador renovable conectado a la red de potencia a través de elementos de electrónica de potencia, cuyo esquema de control se diseña de forma tal que se reproducen las propiedades dinámicas de un generador síncrono y cuya inercia se emula al agregar almacenadores de energía. De esta manera, los VSG pueden dar respaldo a la estabilidad de la red de potencia. Para un análisis detallado del VSG se puede profundizar en la referencias [27], referencia [28] y referencia [29].

Entonces, con las definiciones anteriores, vale la pena resaltar que la emulación del generador síncrono se da mediante la implementación de la ecuación *swing* en el sistema de control del inversor. Así mismo, se entiende que tanto los sincronvertidores como los VSG, son SSG.

De esta manera, en la referencia [30], referencia [31] y referencia [32], se presenta la equivalencia de modelos matemáticos y la analogía entre un sistema de generación que usa un sincronvertidor y un sistema de generación convencional que usa generador síncrono (Figura 16).

Figura 16. Analogía entre generación por medio de máquinas síncronas y generación por medio de inversores.



Tomada de la referencia [30].

En este caso, se propone que el análogo de la velocidad del rotor es la tensión en el capacitor de acople o *dc link* y que la inercia del rotor es emulada por la capacitancia del mismo. En cuanto a la inercia, esta puede ser aumentada con dispositivos de almacenamiento de energía como se propone en la referencia [33], conjunto tal que se entiende como VSG.

Como casos de aplicación, los sincronvertidores se han implementado y validado en diferentes tipos de generación renovable. Por ejemplo, la referencia [34] analiza el caso de la generación fotovoltaica implementando SSG y la referencia [35] aplica el esquema de control de un sincronvertidor para implementar un generador eólico de velocidad variable.

Adicionalmente, la implementación de estos esquemas de control va en concordancia con los estándares internacionales, que buscan que la generación renovable haga aportes al sistema de potencia al que se conectan. En la referencia [36] y referencia [37], se presenta un resumen de los estándares alrededor del mundo, haciendo énfasis en el estándar IEC 61727 para la interconexión

de sistemas fotovoltaicos y en el estándar Alemán (VDE para interconexión en baja tensión de sistemas PV y BDEW para interconexión en media y alta tensión de sistemas PV).

Algunos datos puntuales sobre estas normas son los valores y rangos de operación de los sistemas de generación renovable. Valores tales como que para la interconexión en baja tensión, el factor de potencia debe ser de al menos 0.9 mientras que en media y alta tensión, el factor de potencia debe ser de al menos 0.95.

De forma similar, en baja tensión los sistemas deben desconectarse ante una falla (según VDE), o permanecer conectados por un tiempo mínimo (según IEC), para no ocasionar efectos en cadena indeseados. En media y alta tensión (según BDEW), se requiere contribuir al mejoramiento de las condiciones de falla al no desconectarse, inyectar reactivos durante la falla, entre otros.

Finalmente, el estándar Alemán (VDE y BDEW), estima valores aproximados de la contribución de corriente de cortocircuito de un sistema de generación distribuida dependiendo del tipo de generación. Para tales efectos, un sistema de generación basado en máquinas síncronas puede entregar hasta 8 veces su valor nominal mientras que un sistema de generación basado en inversores inyecta aproximadamente su corriente nominal.

2. RESULTADOS

2.1 SISTEMA DE PRUEBA

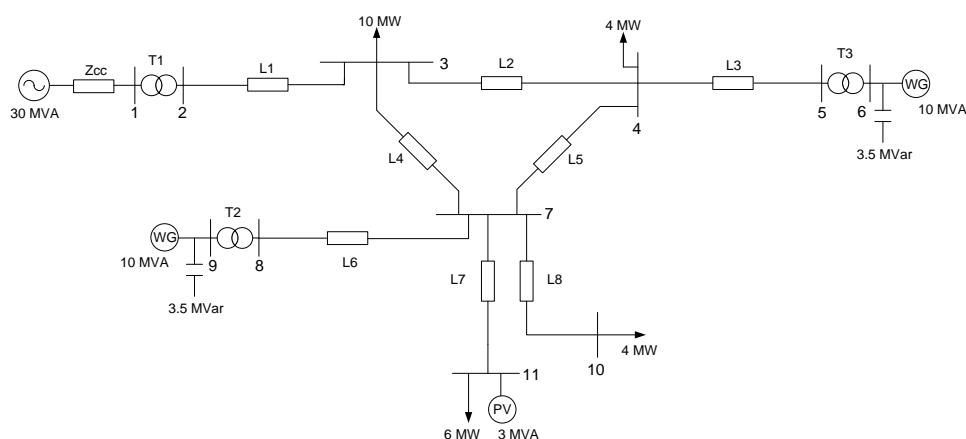
El sistema a implementar se diseña como una pequeña red de distribución en la que se pueden ejecutar diferentes escenarios de prueba, tanto en operación normal como ante condiciones de falla. El sistema consta de 11 barras, 2 en 13.2 kV y 9 en 34.5 kV, además cuenta con 8 líneas y un anillo en la región central.

En el sistema se considera una fuente de generación convencional de 30 MVA y 3 fuentes de generación renovable con capacidad conjunta de 23 MVA. Así mismo, se consideran cargas vistas desde la red de 34.5 kV por valor de 24 MW, cargas a la salida de los generadores por valor de 1.325 MW (0.025% de la capacidad de cada generador), y compensación reactiva para los generadores eólicos por valor de 7 MVar.

Cabe recalcar que en el caso del generador solar fotovoltaico, éste se simula como una máquina síncrona o como un generador estático cuando el simulador empleado lo contempla entre sus librerías.

Entonces, el diagrama unifilar del sistema implementado se muestra en la Figura 17.

Figura 17 Sistema de prueba a implementar



Los datos de las líneas y generadores, se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 2. Parámetros de impedancias de líneas.

Elemento	Z(0)			Z(1)		
	R (Ω)	L (mH)	C (μ F)	R (Ω)	L (mH)	C (μ F)
Zcc	0.0141	1.5663	7.751	0.2311	2.1284	12.74
Líneas	0.3864	4.1264	7.751	0.01273	0.9337	12.74

En donde el elemento Zcc, está en serie con el generador principal (convencional), para así, representar el equivalente del sistema aguas arriba.

Tabla 3. Parámetros de longitud de línea.

Línea	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8
Longitud (km)	10	12	3	10	8	10	3	5

Tabla 4. Parámetros para los generadores empleados.

Parámetro	Gen_Hydro	Gen_Eólico	Gen_PV
Snom (MVA)	30	10	3
Vnom (kV)	13200	0.545	34.5
f (Hz)	60	60	60
H (s)	3.7	3.5	2
ζ	0.3	N/A	0.3
# Pares Polos	20	2	20
Rs (p.u)	0.004	0.004843	0.004
Xs (p.u)	0.26	0.1248	0.408
Rr (p.u)	N/A	0.015	N/A
Xr (p.u)	N/A	0.06	N/A
Lm	N/A	3.77	N/A

En donde el valor N/A, indica que no es un valor necesario para parametrizar el generador o para implementar la simulación. La parametrización de estos generadores se hizo teniendo en cuenta las referencia [38], referencia [6], referencia [17] y referencia [19].

Tabla 5. Parámetros de transformadores.

Parámetro	T1	T2-T3
Snom (MVA)	25	10
f (Hz)	60	60
Vnom (kV)	13.2/34.5	0.545/34.5
R1 (p.u)	0	0
R2 (p.u)	0	0
Io (% Inom)	0.53	0.8
Po (kW)	18.45	12.3
Uz (p.u)	0.079	0.0715

La parametrización de los transformadores se hizo teniendo en cuenta la referencia [39].

Los demás elementos requeridos se parametrizan de la siguiente manera, cuando su operación es requerida.

El AVR se parametriza de acuerdo a los parámetros sugeridos por la referencia [11], esto, para el sistema de excitación AC5A. Los parámetros se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Parámetros para AVR AC5A

Ka	400
Ta	0.02
VRmax	7.3
VRmin	-7.3
Te	0.8
Ke	1
Se[Efd1]	0.86
Efd1	5.6
Se[Efd2]	0.5
Efd2	Efd1*0.75
Kf	0.03
Tf1	1
Tf2	0
Tf3	0

La turbina y el gobernador se parametrizan basados en las referencia [4], referencia [40] y en los parámetros por defecto de simuladores de sistemas eléctricos de potencia. Los parámetros implementados son los mostrados en la Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7. Parámetros para gobernador

T_p	0.05
$R_{m\acute{a}x_op}$	0.16
R_{max_clo}	0.16
K_s	5
$G_{m\acute{a}x}$	0.94
G_{min}	0.06
T_g	0.2
R_p	0.04
R_t	0.4
T_r	5

Tabla 8. Parámetros para turbina hidroeléctrica.

A_t	1.136
H_o	1.41
T_w	1.41
U_{nl}	0.068
P_r	1

2.2 FUNCIONAMIENTO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMALES.

Para el caso del sistema en condiciones de operación normal se realiza un flujo de carga balanceado sobre la Figura 17 para obtener los valores de potencia en las unidades de generación. Este flujo de carga se realiza en dos simuladores; en uno se utiliza el generador estático como equivalente del generador fotovoltaico, en el otro se utiliza el modelo clásico de segundo orden para la máquina síncrona. Adicionalmente, se utiliza la herramienta Simulink de MATLAB para visualizar gráficamente el comportamiento de generadores y algunas cargas.

Para el caso del flujo de carga se toma como referencia al generador síncrono convencional y se analiza el mejor escenario de generación renovable. Este es, que tanto los generadores eólicos como el generador fotovoltaico operen a máxima capacidad. Cabe resaltar que en este caso, la solución del flujo de carga se da mediante el método de Newton-Raphson.

De esta manera, cada generador eólico entrega 10 MW y el generador fotovoltaico entrega 2.85 MW a un factor de potencia de 0.95 en atraso. Lo anterior, en conjunto con la generación convencional, suple una demanda en red de 25.325 MW

Así pues, se presenta en la tabla 9, las condiciones operativas de los generadores empleados, en donde GM es el generador convencional y GX indica un generador renovable conectado al nodo X.

Tabla 9. Valores de generación de potencia en operación normal.

Elemento	Simulador 1		Simulador 2	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
GM	3.06	2.96	3.04	3.2
G6	9.76	-4.51	9.76	-4.48
G9	9.76	-4.5	9.76	-4.48
G11	2.85	0.94	2.85	0.93

Un aspecto a tener en cuenta es que los generadores mencionados no entregan potencia a la red de forma inmediata. Es decir, al momento del arranque no todos los generadores suplen potencia a las cargas. En consecuencia, la condición de operación estable de la Tabla 9, es precedida por transitorios en el arranque.

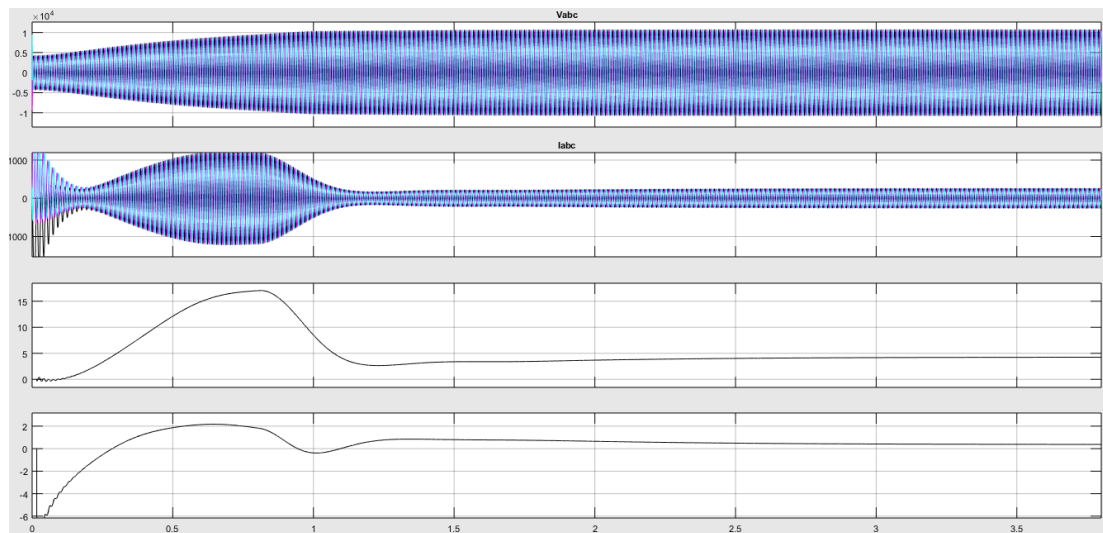
Estos transitorios pueden observarse mediante la simulación del sistema en la herramienta Simulink de MATLAB. Así, al implementar el sistema de la Figura 17 y ejecutar la simulación, Simulink discretiza las señales con un tiempo de muestreo de 250 μ s para posteriormente, utilizar el método de “Tustin/Euler implícito” para resolver los modelos eléctricos y entregar resultados. Por ende, al utilizar un método de solución diferente al método de Newton-Raphson, los resultados de potencia generada son diferentes a los mostrados en la Tabla 9 pero conservan la cualidad de ser valores solución al sistema de potencia.

Entonces, para las gráficas obtenidas, independientemente del número de graficas en cada figura; la primera (más arriba), representa la tensión en terminales del elemento; la segunda, representa la corriente en terminales; la tercera, representa la potencia activa; y la cuarta, representa la potencia reactiva. Así, una figura con dos gráficas, tiene la curva de tensión y corriente en terminales del elemento. No obstante, una figura con una gráfica, contiene la velocidad del generador.

Otro elemento a considerar, es que las variables de tensión y corriente se toman en valor fase-tierra, que figuras con 4 graficas contienen la tensión y corriente en valor real y valor pico, y que las figuras con dos gráficas, contienen las variables respectivas en valor rms y por unidad. En cuanto a las potencias, estas se encuentran en por unidad.

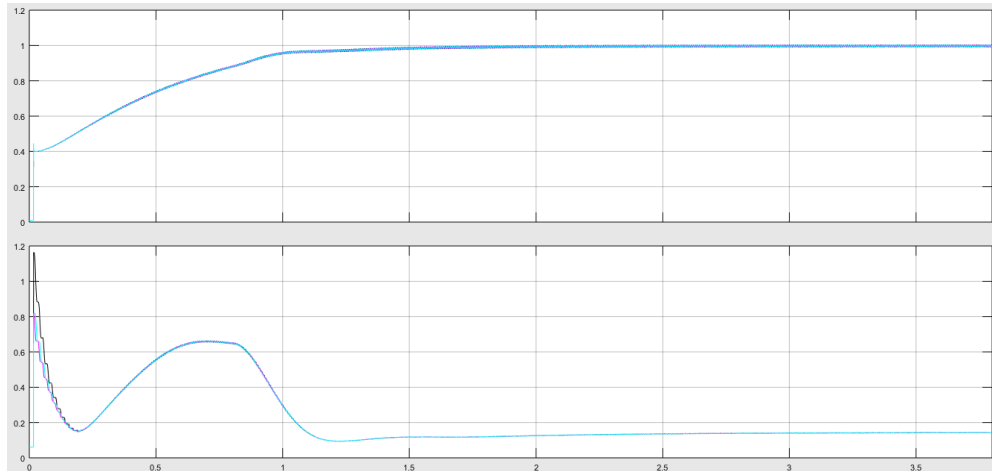
La figura 18 muestra las variables en el generador síncrono principal. Allí, se aprecia el crecimiento a partir de $t=0$ hasta llegar a operación estable. Para el generador convencional, la potencia activa máxima entregada (antes de entrar en operación la generación renovable), alcanza los 17 MW. Así mismo, la generación a los 3s de operación (tiempo en que se ha cesado la oscilación por el arranque), es de aproximadamente 4.24 p.u para la potencia activa, y de 0.38 p.u para la potencia reactiva. En este caso la base de potencia se toma como 1 MW.

Figura 18. Variables en el generador convencional.



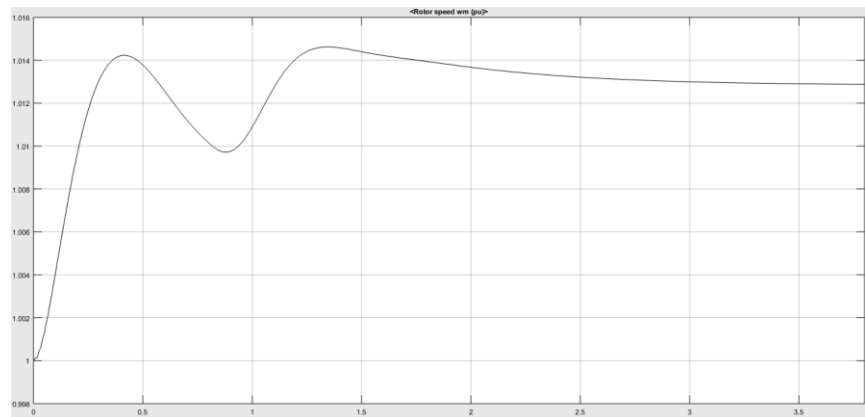
Para la Figura 19, la corriente se encuentra en por unidad sobre la base de potencia nominal del generador convencional.

Figura 19. Tensión y corriente en terminales del generador convencional (p.u)



La figura 20 muestra la velocidad del generador principal, siendo que la misma, en operación estable, es de 1.0129 p.u.

Figura 20. Velocidad de generador convencional (p.u)



De forma similar, la Figura 21, Figura 22 y Figura 23, muestran el caso de ambos generadores eólicos. Para tales, se aprecia que aunque están conectados desde el inicio de la simulación, no entregan potencia activa hasta pasados 0.8 s, en donde la señal del viento en la turbina eólica comienza a incrementarse hasta alcanzar velocidad nominal. Así mismo, se tiene que el

generador eólico, en operación normal consume reactivos por valor de 3.55 MVar (entregados por medio de condensadores), y funciona con una velocidad de 1.0303 en p.u. Finalmente, la base de potencia para los generadores eólicos es de 10 MW.

Figura 21. Variables en el generador eólico.

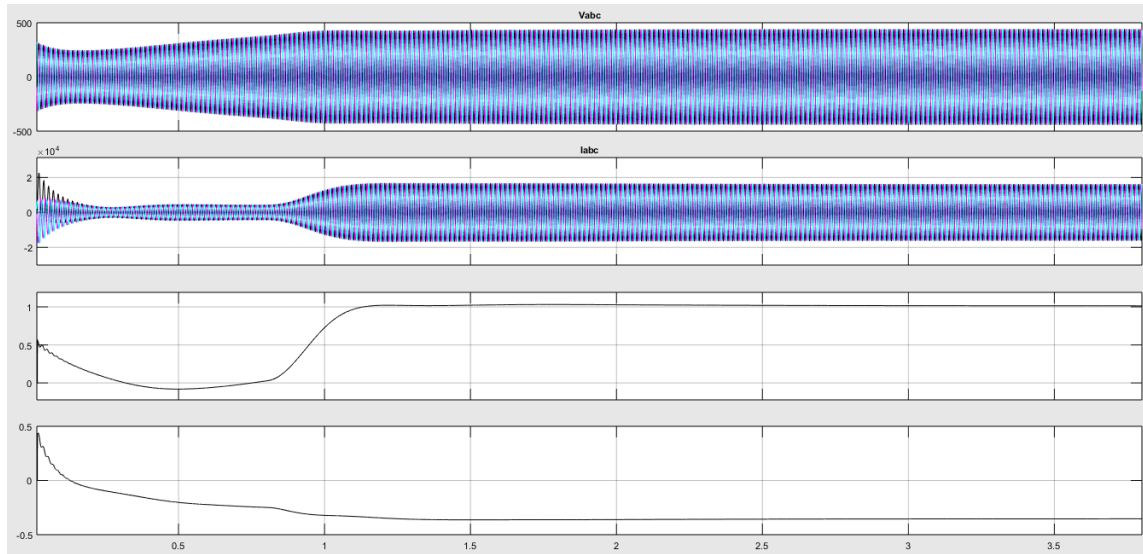


Figura 22. Tensión y corriente en terminales de generador eólico (p.u)

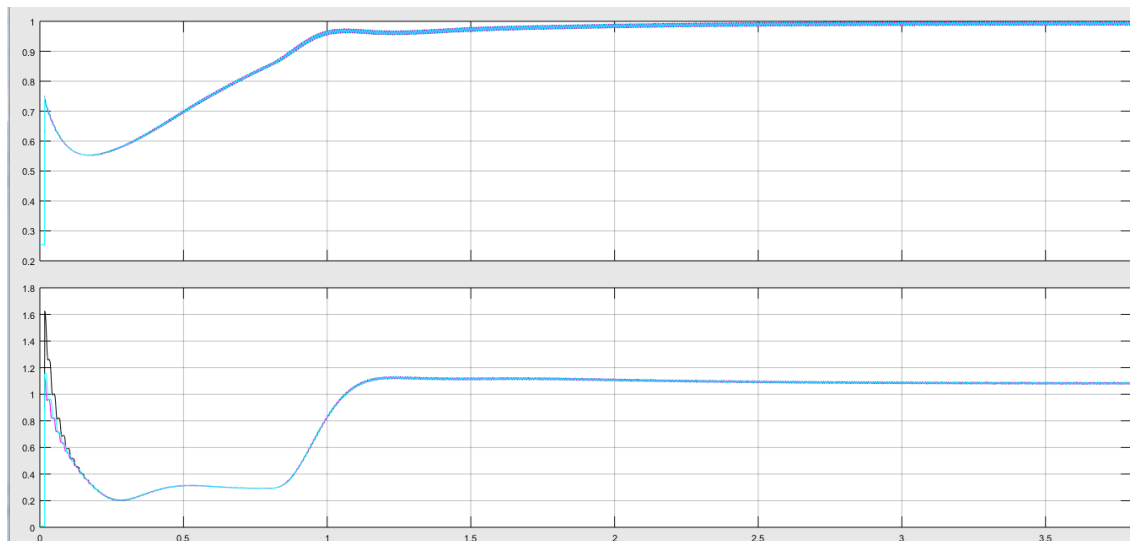
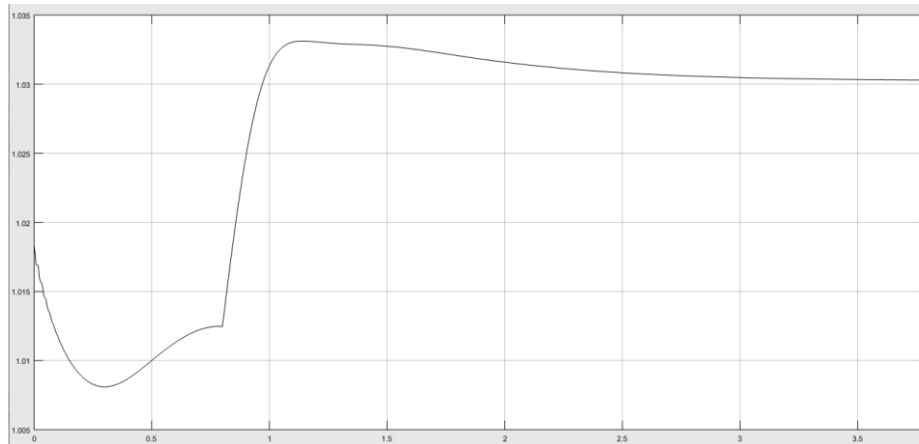


Figura 23. Velocidad en generador eolico (p.u)



A continuación, se presentan las figuras asociadas al generador fotovoltaico, simulado como una máquina síncrona y cuya velocidad representa la tensión en el condensador de acople del inversor.

Para el generador fotovoltaico, la potencia activa y reactiva generada es de 2.841 MW y 0.88 MVar respectivamente. Así mismo, la velocidad se encuentra en 1.0129 p.u. La potencia base para este generador es de 1 MW.

Figura 24. Variables en generador fotovoltaico.

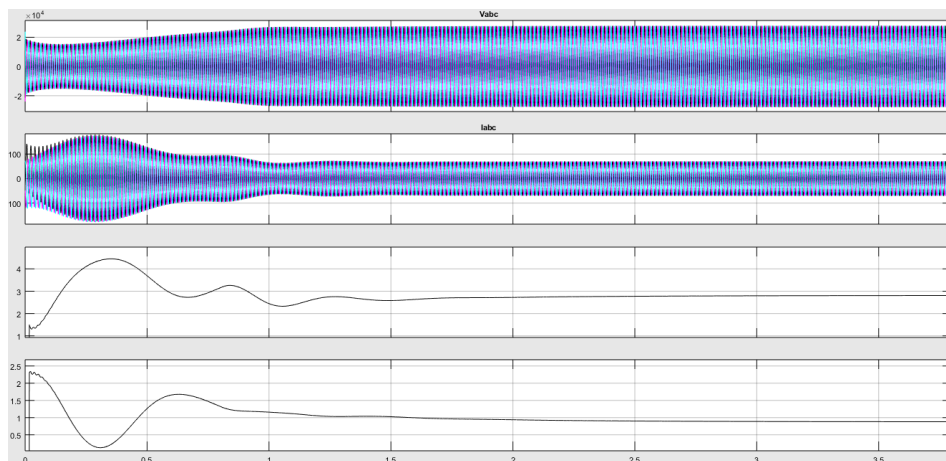


Figura 25. Tensión y corriente en terminales AC (p.u)

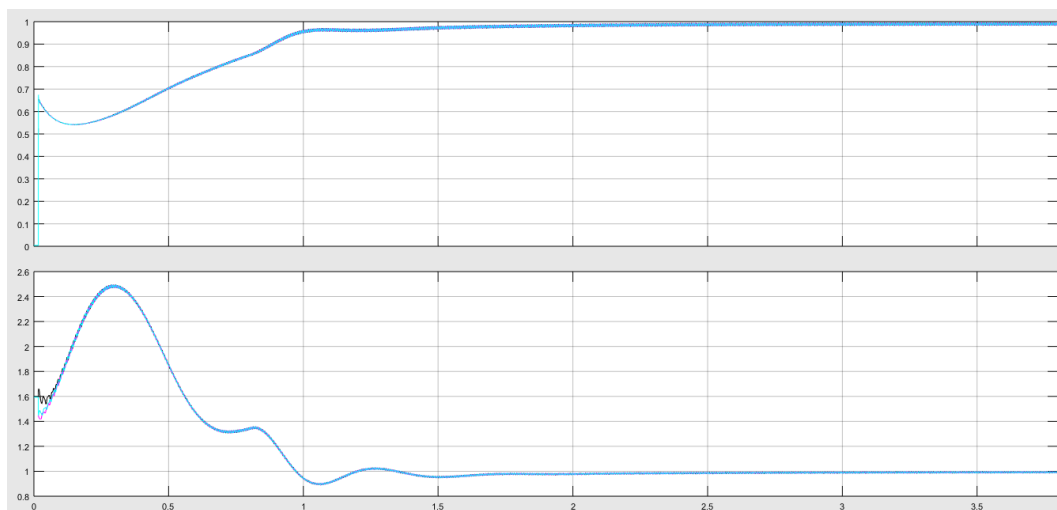
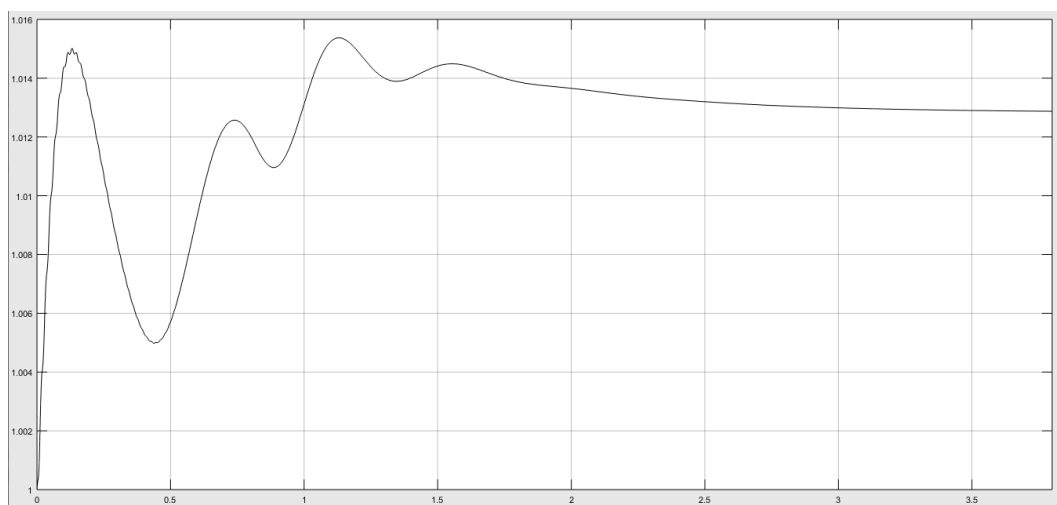


Figura 26. Velocidad de la máquina síncrona virtual (p.u)



Ahora, se presentan las figuras asociadas a una carga conectada en el nodo 3 (que demanda 10 MW), y otra en el nodo 11 (que demanda 6 MW). Para ellas, la potencia base se establece en 10 MW.

Figura 27. Carga L3 (10 MW).

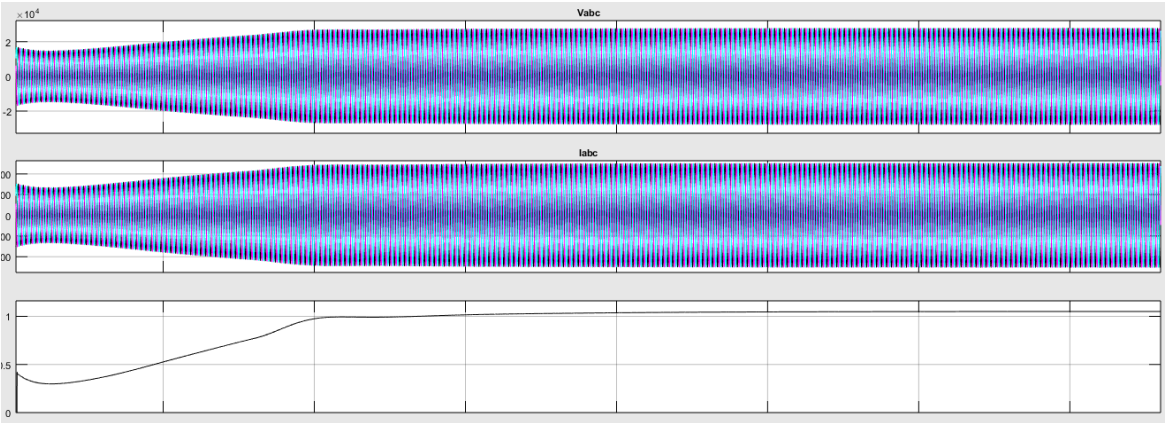


Figura 28. Tensión y corriente en terminales de la carga L3 (p.u)

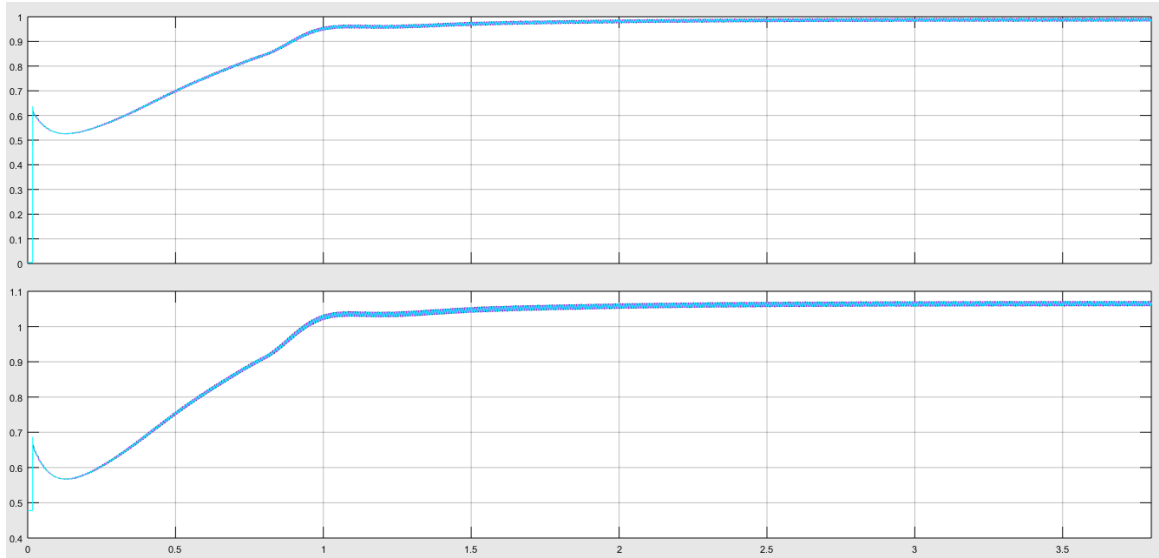


Figura 29. Carga L11 (6MW).

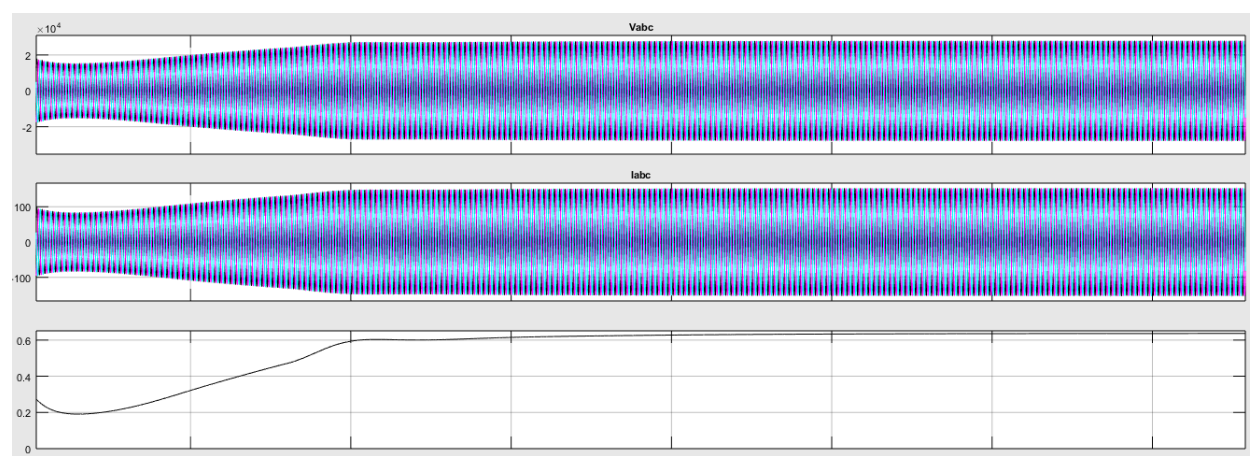
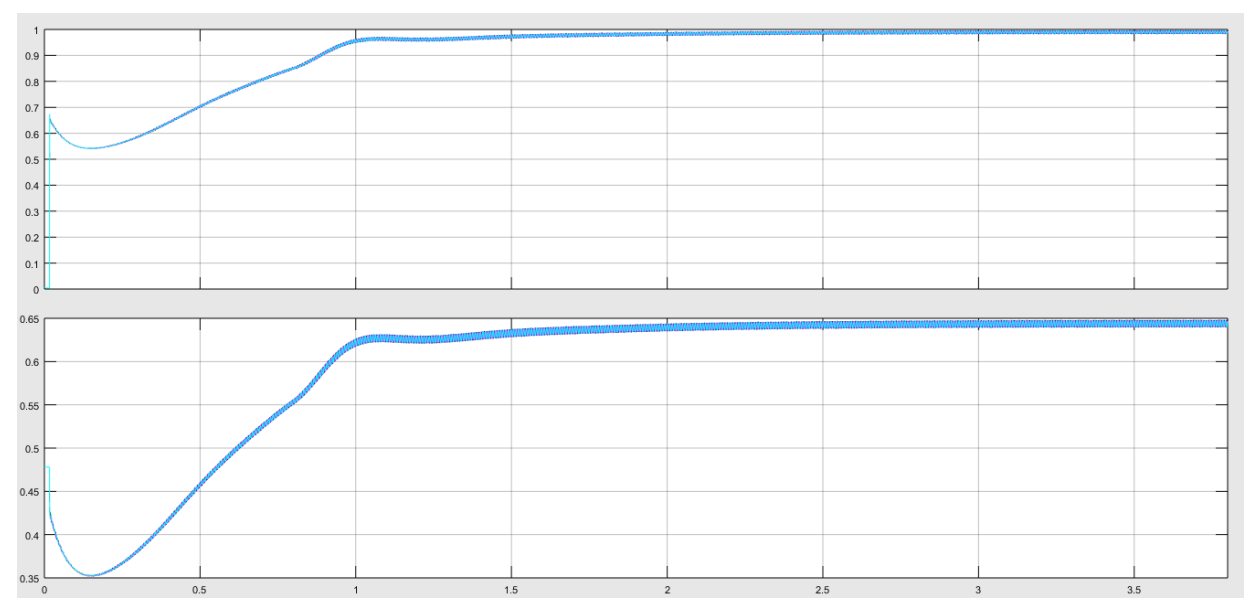


Figura 30. Tensión y corriente en la carga L11 (p.u)



2.3 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIÓN DE FALLA (CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO).

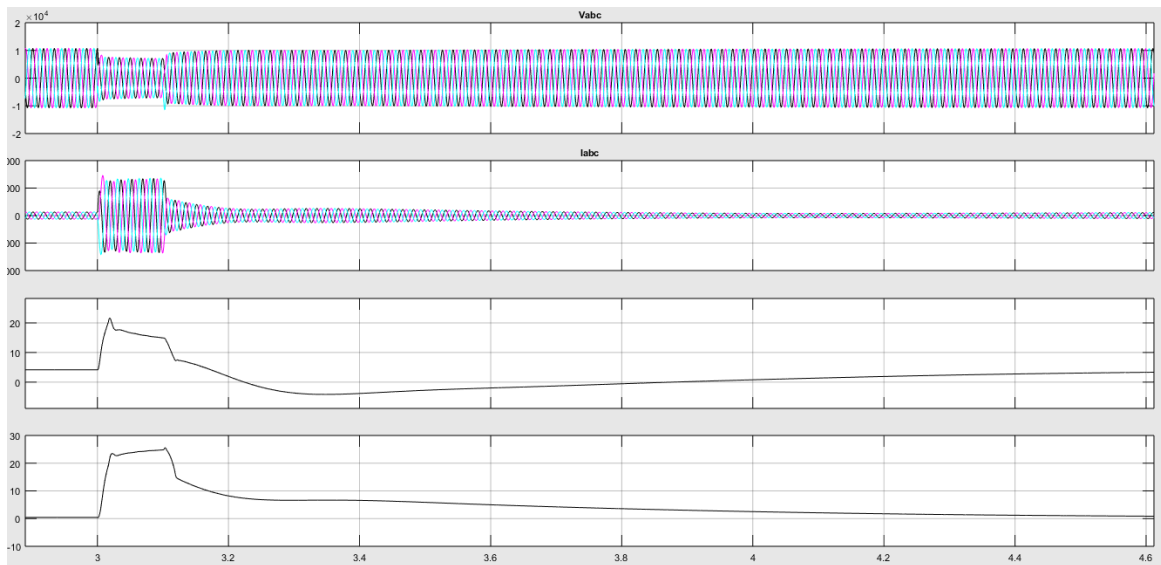
Para el caso de fallo, se evalúa un cortocircuito trifásico de resistencia de falla de 5Ω , una duración de 0.1 s y a 7 km del nodo 3 en dirección al nodo 4.

A continuación, se muestran las gráficas obtenidas por medio de simulación en Simulink de MATLAB. La falla se realiza luego de que el sistema ha alcanzado el estado estable por lo que las gráficas mostradas contienen la representación del transitorio y hasta el punto donde se recupera el estado estable de la carga o el generador en cuestión.

De esta manera, con las mismas consideraciones en cuanto a características de las variables, se presentan las figuras siguientes para cada tipo de generador y las cargas L3 y L11.

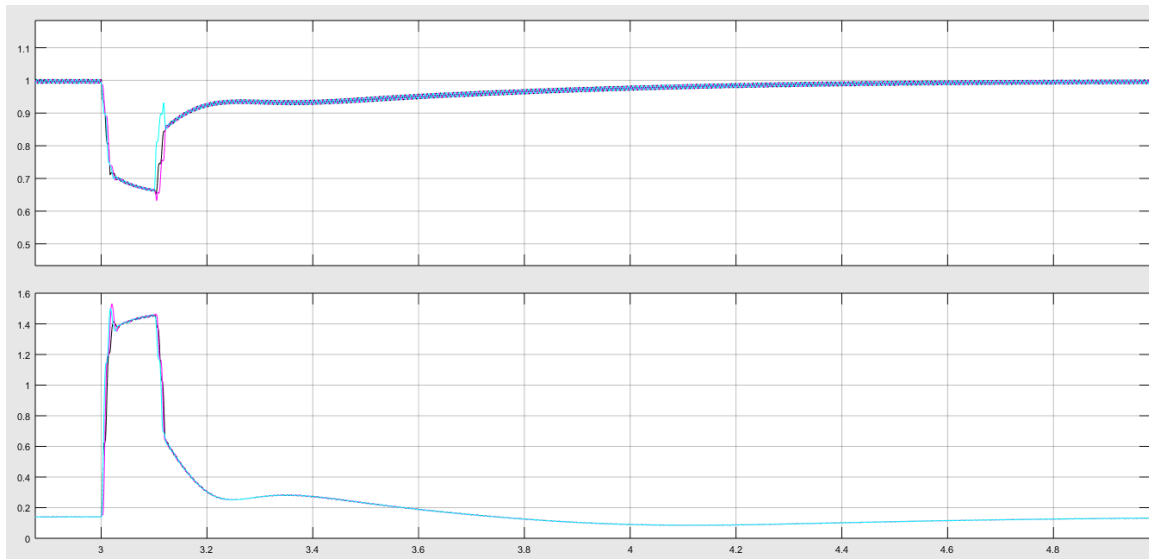
En la Figura 31, la potencia base es 1 MW y el pico de potencia se aproxima a los 22 p.u tanto para potencia activa como reactiva.

Figura 31. Generador convencional ante falla.



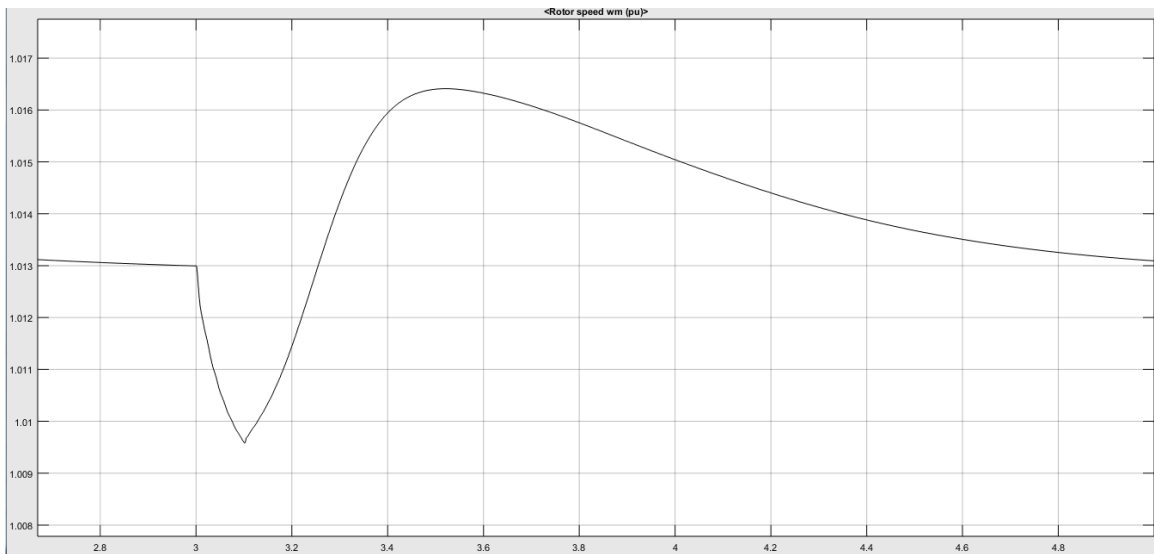
Para la Figura 32, la potencia base es de 30 MW (capacidad nominal del generador), la tensión cae hasta 0.65 p.u y la corriente sube hasta 1.4 p.u.

Figura 32. Tensión y corriente rms en generador convencional.



En cuanto a velocidad, durante la falla la misma alcanza el valor de 1.0164 p.u

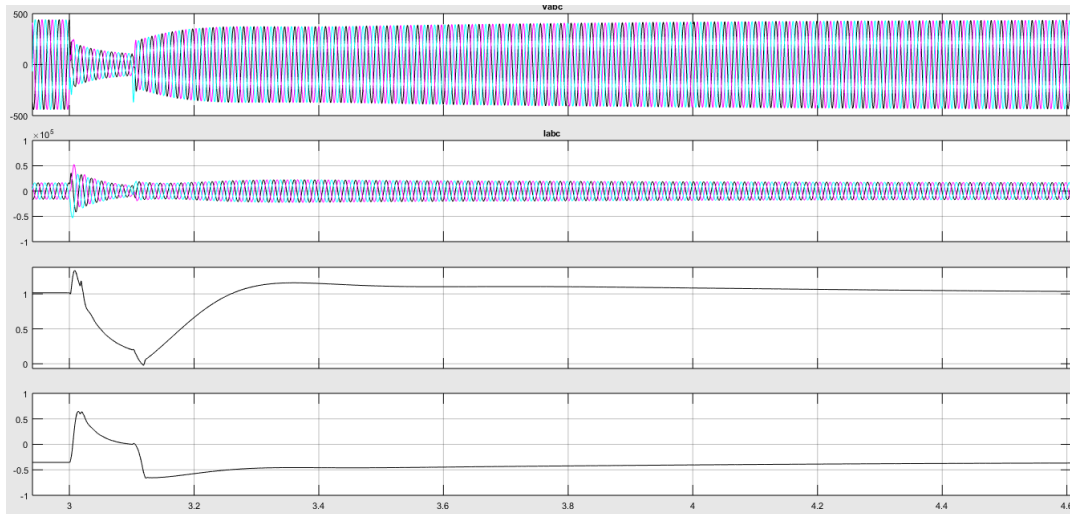
Figura 33. Velocidad en generador convencional (p.u)



A continuación, las figuras referentes al generador eólico conectado al nodo 6.

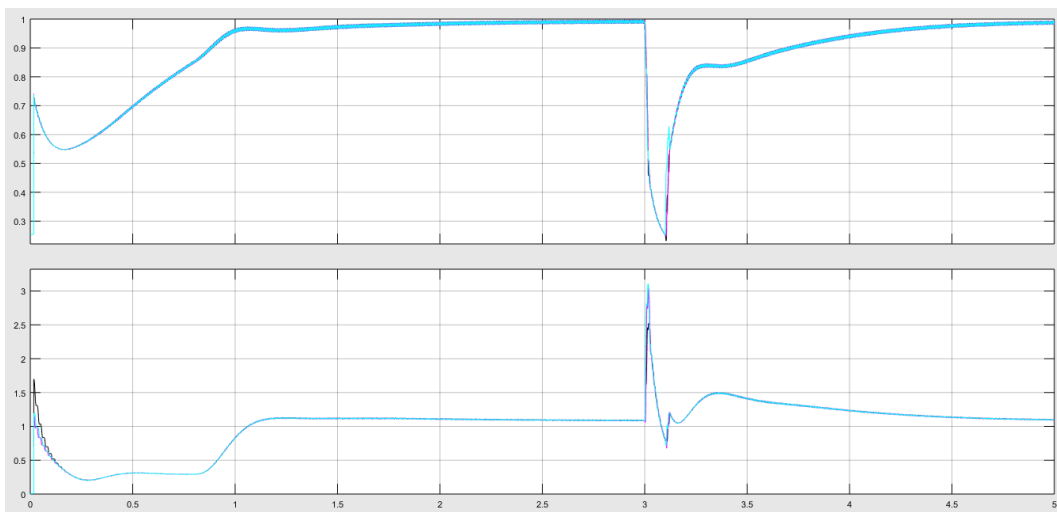
Para este, la potencia base es de 10 MW por lo que el valor máximo durante la falla es de aproximadamente 13.2 MW y 0.6 MVar (Figura 34).

Figura 34. Variables en generador eólico G6.



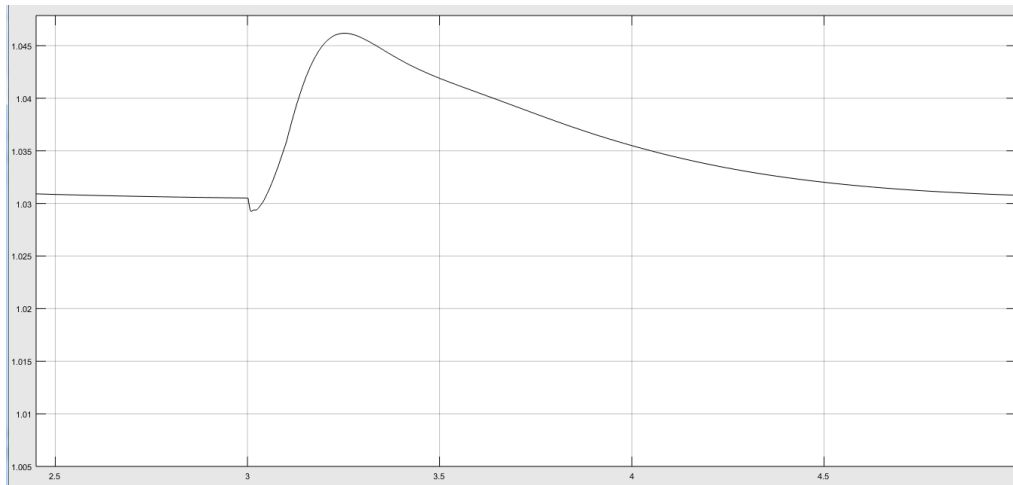
En cuanto a la tensión y corriente en terminales, la primera cae hasta 0.2 p.u mientras que la segunda, alcanza 3 p.u por un breve lapso de tiempo (Figura 35).

Figura 35. Tensión y corriente rms generador eólico G6 (p.u).



Así mismo, la velocidad alcanza un valor de 1.046 (Figura 36).

Figura 36. Velocidad en generador eólico G6.



Como último tipo de generación, se presentan las figuras asociadas al generador fotovoltaico.

En la Figura 37 se tiene una potencia base de 1 MW en donde se aprecia un pico de potencia activa y reactiva de 4 p.u y 1.4 p.u respectivamente.

En la Figura 38 la potencia base es de 3 MW, la tensión cae hasta 0.25 p.u y la corriente alcanza 2.6 p.u.

Figura 37. Variables en generador fotovoltaico G11.

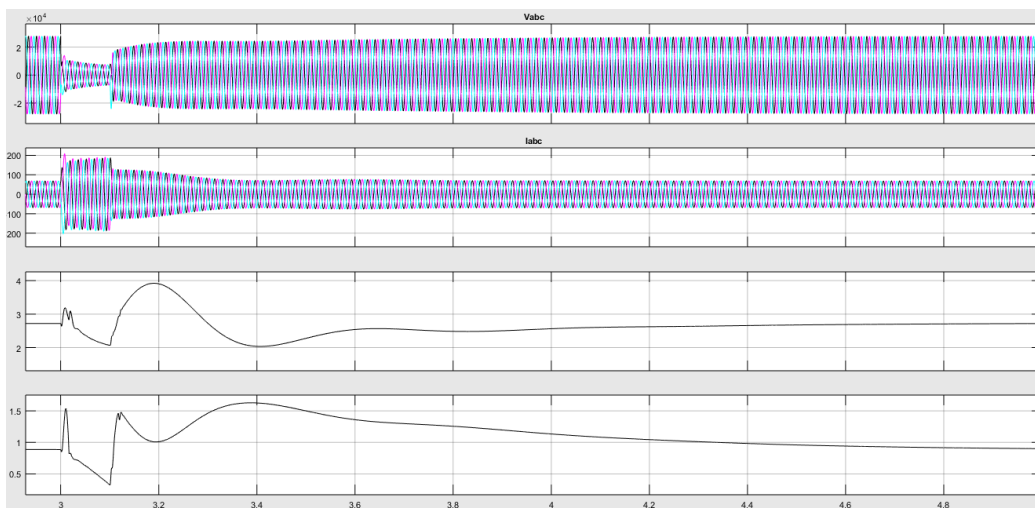
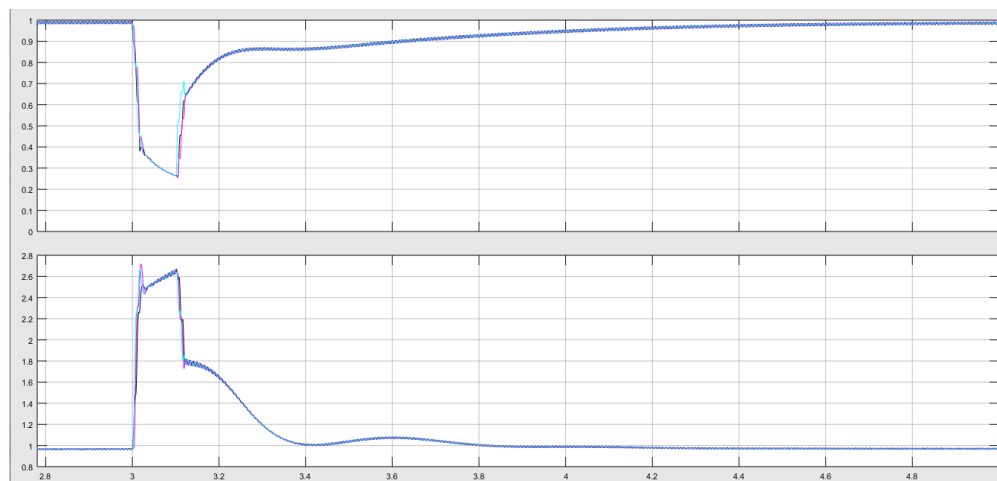
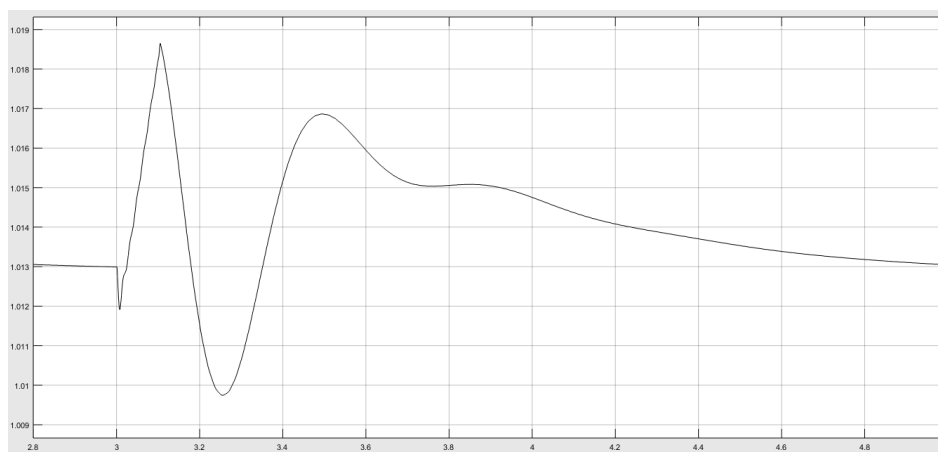


Figura 38. Tensión y corriente rms en terminales (p.u.).



Adicionalmente, para este generador, la velocidad o tensión en el condensador de acople, sube hasta 1.018 p.u.

Figura 39. Velocidad en terminales de la máquina virtual (p.u.).



Finalmente, se presentan las figuras correspondientes a las cargas L3 y L11 cuya potencia base es de 10 MW.

Figura 40. Variables en carga L3 (10MW).

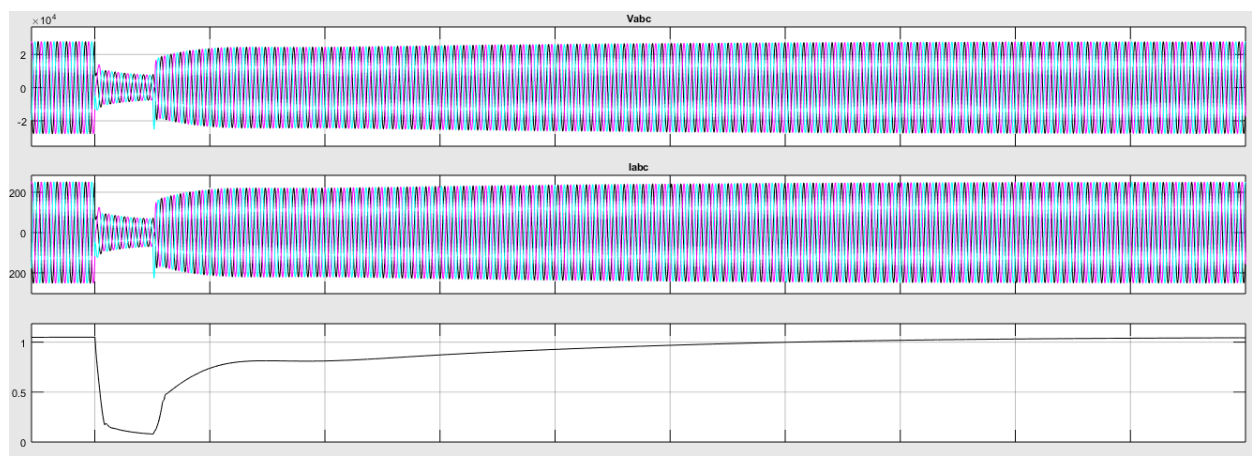


Figura 41. Tensión y corriente rms en carga L3 (p.u).

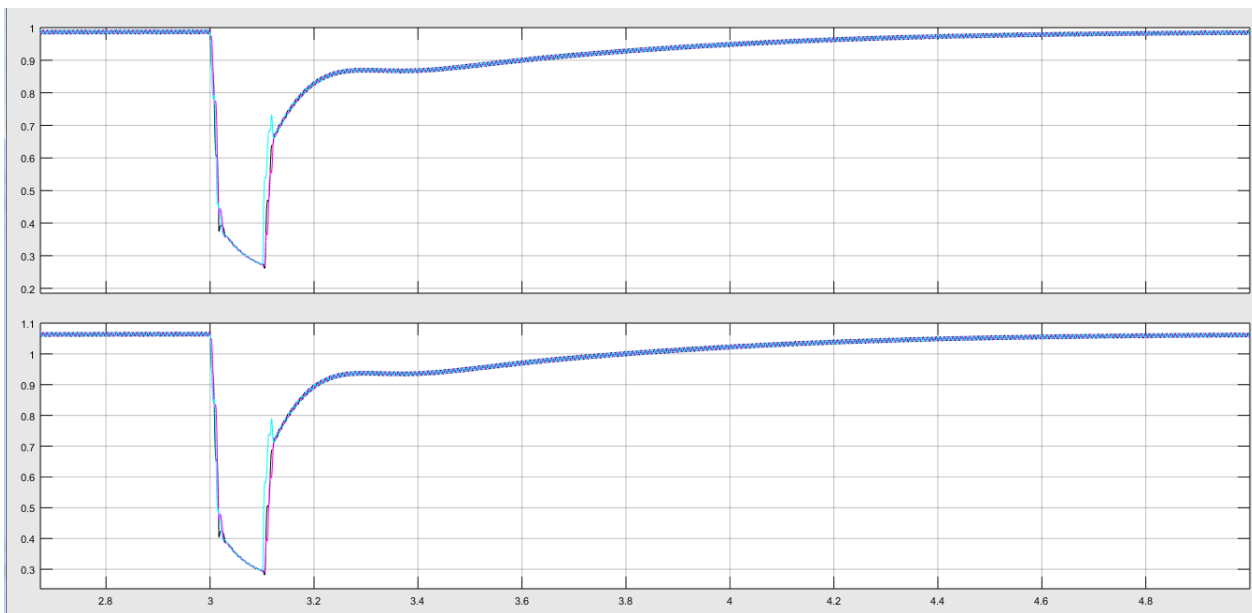


Figura 42. Variables en carga L11 (6MW).

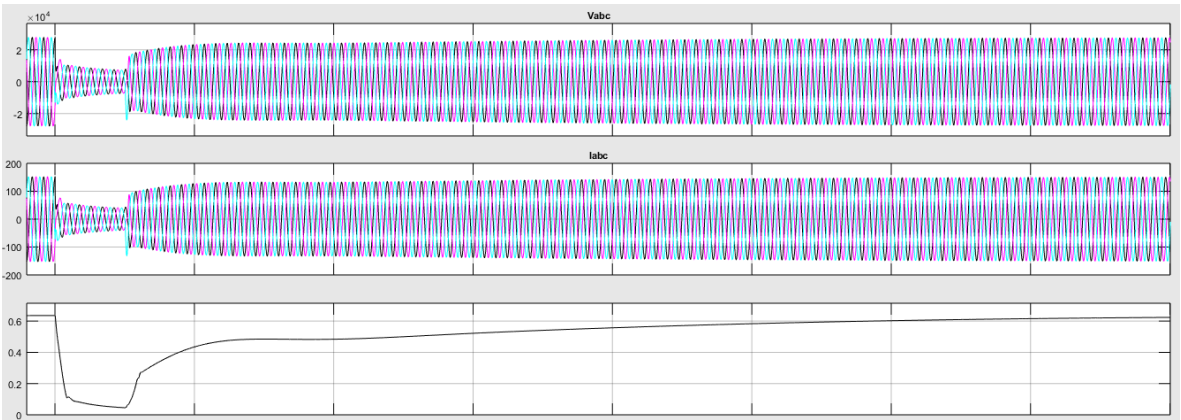
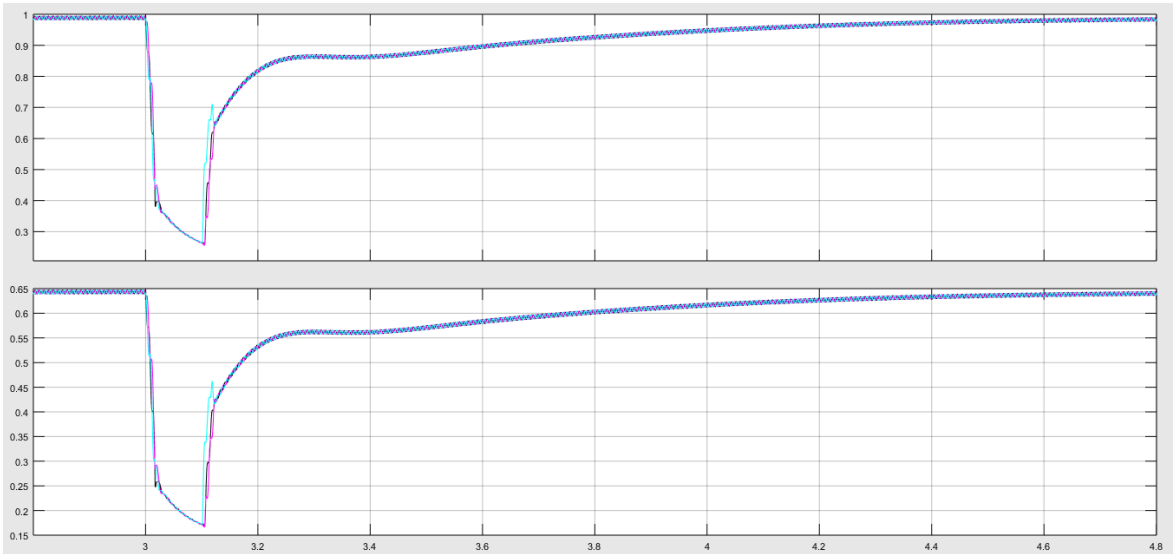


Figura 43. Tensión y corriente rms en carga L11 (p.u.).



3. CONCLUSIONES, APORTES Y RECOMENDACIONES.

En este documento se recopiló información sobre el modelamiento en estado estable y dinámico para fuentes de generación convencional y renovable. Así, la generación hidroeléctrica es el ejemplo utilizado para tratar la generación convencional mientras que la generación renovable se ejemplifica por medio de la generación eólica y fotovoltaica.

De igual manera, el caso analizado es el de estado estable para un punto de operación definido. Tal punto implica tratar la generación renovable como generación constante, lo cual es impreciso en un caso de aplicación real, pero válido según el intervalo de tiempo a considerar.

Pese a esto, el sistema propuesto es adecuado, para posteriores trabajos que involucren la simulación de variaciones en la potencia entregada por las fuentes de generación renovable. Además, en caso de que se quiera correr el flujo de carga para varios escenarios, basta con definir periodos de tiempo, cada uno con la generación disponible en las unidades renovables. Lo anterior, puede afectar los resultados obtenidos en el caso de falla donde el sistema se recupera satisfactoriamente; por cuanto el fallo planteado puede hacer el sistema inestable según la generación renovable disponible.

Por otra parte, se realizó la parametrización de los elementos del sistema en base a ejemplos de aplicación disponibles en la literatura. Por ende, el sistema implementado no corresponde a ningún caso real y la parametrización puede cambiar siempre y cuando se mantenga en los rangos propuestos para cada tipo de generación.

Así mismo, se propuso una red de potencia que contiene generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica. La red mencionada, tiene 57 % de generación convencional y 43 % de generación renovable, en otras palabras, la capacidad conjunta de la generación renovable equivale al 80 % de la capacidad de la generación convencional. Adicionalmente, se tienen redes por longitud de 61 km en 34.5 kV y transformadores elevadores cuya capacidad es de 45 MVA. Por ello, en trabajos futuros se pueden incluir análisis sobre la magnetización y operación de los transformadores, así como efectos en las líneas de transmisión.

Otro aspecto a tener en cuenta, es que el generador fotovoltaico y las cargas conectadas a la red son equivalentes del sistema aguas abajo vistos desde 34.5 kV, pues los elementos de interés son los generadores y los nodos de carga, mas no las cargas en sí.

En cuanto a los modelos dinámicos, se hace la simulación con los modelos descritos a lo largo de este documento. Sin embargo, el desarrollo progresivo del software para simulación de sistemas eléctricos de potencia, permite que modelos más complejos sean simulados sin dificultad. Lo anterior, debido a que las librerías por defecto de los simuladores contienen modelos de mayor grado a los descritos, especialmente para el generador síncrono. De esta manera, trabajos futuros pueden implementar el sistema prueba propuesto con elementos presentes en los distintos simuladores y que permiten hacer análisis más detallados sobre el sistema, tales pueden ser análisis subtransitorios y profundización en la dinámica de las fuentes primarias de generación.

Después, el software de simulación empleado es *Simulink* de MATLAB, el cual, en su librería *Simscape Power Systems*, contiene los elementos necesarios para simular casi cualquier sistema de potencia. Así mismo, dicho simulador puede realizar análisis de flujos de carga, inicialización de máquinas y solución del modelo eléctrico por medio de análisis de señales en tiempo continuo, tiempo discreto y fasores. Aun así, para la implementación de sistemas de potencia se sugiere un software más especializado en ello, como DigSilent PowerFactory o NEPLAN, dada la ventaja en cuanto a la simulación de modelos por defecto de turbinas, reguladores de tensión (AVR), generadores renovables y generadores estáticos.

Por otro lado, si los trabajos futuros se enfocan al diseño, parametrización y evaluación de algoritmos de control, ya sea para la turbina, gobernador de velocidad, AVR, inversor del generador solar, otros tipos de generación eólica, detección de puntos de máxima potencia, entre otros, entonces se sugiere emplear *Simulink* de MATLAB, pues tiene mayor flexibilidad en cuanto al diseño de sistemas de control.

Continuando con los posibles trabajos futuros, se puede profundizar en el modelamiento y equivalentes de red para otros sistemas de generación renovable. Así mismo, agregar al sistema de prueba, curvas de operación para fuentes primarias de naturaleza diferente a la eólica y a la fotovoltaica.

Adicionalmente, cuando se desee profundizar en el algoritmo de control del generador fotovoltaico, se debe tener en cuenta, aparte de los comentarios descritos en la sección 1.4. En el caso que el generador fotovoltaico entre en operación desde el inicio de la simulación (como se aprecia en la Figura 24), se tiene un pico de generación que puede dañar los elementos de control o el inversor mismo. Por ello, se deben incluir acciones en cuanto a la limitación de potencia generada o garantizar que los elementos de electrónica de potencia soportan dicha potencia por periodos de tiempo mínimos. Del mismo modo, dichas limitantes son aún más necesarias en el caso de fallo (específicamente en el sistema de prueba implementado), pues como se aprecia en la Figura 37 y Figura 38, ante condiciones de fallo, la corriente alcanza 2.6 veces la corriente nominal de la máquina virtual simulada.

Finalmente, dado que el sistema de prueba contiene fuentes renovables distribuidas a lo largo del sistema, y que dichas fuentes pueden suplir el 90 % de la carga simulada, se pueden correr casos que profundicen en la operación del sistema tales como: desconexión de cargas, de generadores renovables y del generador principal (funcionamiento del sistema en isla). Así mismo, se pueden ejecutar análisis específicos para las microredes, redes inteligentes y generación distribuida, incluyendo algoritmos de control y sistemas de almacenamiento de energía.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] EUROPEAN POWER EXCHANGE, "epexspot," [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/document/29113/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction>. [Accessed 2018].
- [2] Asociación Empresarial Eólica. aee, "Asociación Empresarial Eólica. aee," [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>.
- [3] J. Machowski, J. W. Bialek and J. R. Bumby, POWER SYSTEM DYNAMICS Stability and Control, 2da ed., cap. 2, 7, 11, John Wiley & Sons, Ltd, 2008, pp. 15-62; 265-296; 433-481.
- [4] P. Kundur, POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL, cap. 1, 3, 9, 22 McGraw-Hill, Inc., pp. 17 - 136; 377 - 460.
- [5] R. A. Nanaware, S. R. Sawant and B. T. Jadhav, "Modeling of Hydraulic Turbine and Governor for Dynamic Studies of HPP," in *International Conference in Recent Trends in Information Technology and Computer Science (ICRTITCS - 2012)*, 2012.
- [6] J. C. GALVIS MANSO, CURSO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, cap. 1, PEREIRA, 2006, pp. 1-67.
- [7] D. Mondal, A. Chakrabarti y A. Sengupta, POWER SYSTEM Small Signal Stability Analysis and Control, cap. 1, ELSEVIER, 2014, pp. 1-14.
- [8] K. R. Padiyar, POWER SYSTEM DYNAMICS Stability and Control, 2da ed., cap. 1, 4, 23, Bangalore, Karnataka: BS Publications, 2008, pp. 43-141.
- [9] J. Bucciero and M. Terbruggen, Interconnected Power System Dynamics Tutorial, 3ra ed., cap. 2-5, KEMA-EEC, INC., 1998, pp. 2-1 to 5-81.
- [10] Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica U.A.N.L, MÁQUINAS SINCRONICAS, cap. 1, 3, Monterrey, Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, pp. 1-13; 22-29.
- [11] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5-2005," New York, 2006.
- [12] H. Villegas Pico, J. D. McCalley, A. Angel, R. Leon and N. J. Castrillon, "Analysis of Very Low Frequency Oscillations in Hydro-Dominant Power Systems Using Multi-Unit Modeling," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, pp. 1-4, 2012.
- [13] S. Rodríguez Correa, Compensación de Potencia Reactiva en Turbinas Eólicas Basadas en Máquina de Inducción Directamente Conectadas a la Red, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [14] S. J. Chapman, Máquinas eléctricas, 5ta ed., cap. 6, México: MCGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V., 2012, pp. 231-299.

- [15] Grupo de Investigación Laboratorios Virtuales en Ciencia y Tecnología, Departamento de Física Aplicada de la Universidad de Córdoba, [Online]. Available: <http://rabfis15.uco.es/lvct/tutorial/41/tema18/tema18-5.htm>.
- [16] J. Vidal Bort, Estudio del Modelo Matemático del Motor de Inducción Trifásico. Simulación en Régimen Dinámico., cap. 3, UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI, 2002, pp. 42-59.
- [17] F. González-Longatt, "Comportamiento de Turbinas de Viento a Velocidad Constante accionando Generador de Inducción de Rotor Tipo Jaula de Ardilla," *I EXPOSICIÓN INDUSTRIAL INTERNACIONAL DE ENERGÍA EÓLICA*, 2008.
- [18] A. J. Barbero García, "Página docente de Antonio J. Barbero García. Departamento de Física Aplicada UCLM. Campus de Albacete," 2015. [Online]. Available: https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf.
- [19] J. A. Jara Leyton, EFECTO DE GENERADORES EÓLICOS CON RESPUESTA INERCIAL EN SISTEMAS DE POTENCIA HIDRO-TÉRMICOS, cap. 2, 6, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2014.
- [20] R. A. Serway and J. W. Jewett, FÍSICA para ciencias e ingeniería con Física Moderna, 7ma ed., vol. 2, Cengage Learning Editores, S.A. de C.V., 2009, pp. cap. 40 pp.1160-1164.
- [21] N. Tobias and E. István, "Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 45, no. 21, pp. 343-348, 2012.
- [22] E. P. E. A. T. E. S. M. J.I and A. I, "Modeling and Validation of Photovoltaic Plants using Generic Dynamic Models," in *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Taormina, Italy, 2015.
- [23] S. Shi, Z. Lu and Y. Min, "Verification of the Equivalent Model of the Inverter in Microgrid," in *2010 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, Hefei, China, 2010.
- [24] Z. Qing-Chang and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, 2010.
- [25] B. Hassan, I. Toshifumi and M. Yushi, "Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 244-254, 2014.
- [26] "Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 4, pp. 1848-1853, 1997.
- [27] J. Alipoor, Y. Miura and I. Toshifumi, "Distributed generation grid integration using virtual synchronous generator with adoptive virtual inertia," in *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Denver, 2013.
- [28] K. Sakimoto, Y. Miura and T. Ise, "Stabilization of a power system with a distributed generator by a

Virtual Synchronous Generator function," in *2011 IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE)*, Jeju, South Korea, 2011.

- [29] S. Toshinobu, Y. Miura and I. Toshifumi, "Oscillation Damping of a Distributed Generator Using a Virtual Synchronous Generator," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 668-676, 2014.
- [30] X. Liansong, L. Xiaokang, W. Feng and Z. Fang, "Static Synchronous Generator model for investigating dynamic behaviors and stability issues of grid-tied inverters," in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Long Beach, CA, USA, 2016.
- [31] X. Liansong, Z. Fang, W. Feng, L. Xiaokang, C. Ying, Z. Minghua and Y. Hao, "Static Synchronous Generator Model: A New Perspective to Investigate Dynamic Characteristics and Stability Issues of Grid-Tied PWM Inverter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 9, pp. 6264-6280, 2015.
- [32] X. Liansong, Z. Fang, L. Xiaokang and Z. Minghua, "Static synchronous generator model for grid-tied PWM inverters of renewable energy generation," in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*, Geneva, Suiza, 2015.
- [33] B. Gal, M. Lior and G. Weiss, "Energy storage systems — grid connection using synchronverters," in *IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE)*, Eilat, Israel, 2016.
- [34] Q. Linan, Z. Dawei, S. Tao, C. Ning and D. Jie, "Photovoltaic Generation Model for Power System Transient Stability Analysis," *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 5, no. 3, pp. 297-300, 2013.
- [35] Z. Qing-Chang, M. Zhenyu, M. Wen-Long and G. C. Konstantopoulos, "Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology," *Energy Conversion and Management*, vol. 89, pp. 719-726, 2014.
- [36] L. Schwartfeger and D. Santos-Martin, "Review of Distributed Generation Interconnection Standards," in *EEA Conference & Exhibition 2014*, Auckland, New Zealand, 2014.
- [37] SMA, "SMA Solar Technology AG (DE)," 2012. [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/10040/PV-Netzint-AEN123016w.pdf>.
- [38] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, cap. 4, JOHN WILEY & SONS, INC., 2003, pp. 83-148.
- [39] ICONTEC, *NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 819.*, Santafé de Bogotá DC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC)., 1995.
- [40] U.S. Department of Energy – Wind and Water Power Technologies Office, "Review of Existing Hydroelectric Turbine-Governor Simulation Models," 2013.
- [41] P. R. Barros Martins, *Dynamic Simulations in Realistic-Size Networks*, cap. 3, INSTITUTO SUPERIOR

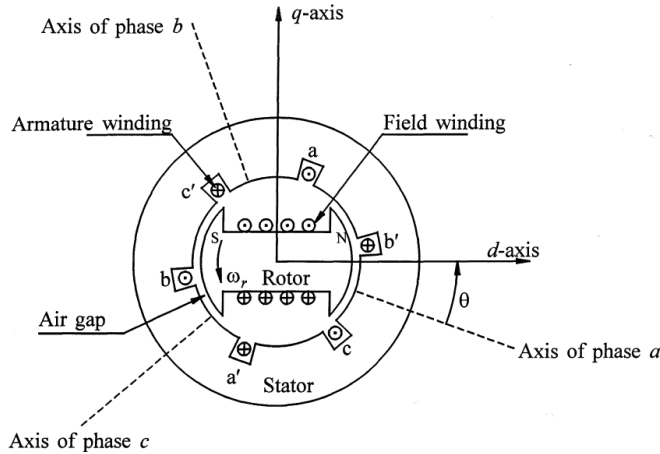
- TÉCNICO. Universidade Técnica de Lisboa, 2010, pp. 27-29.
- [42] MISO Modeling Department, Standard Generator Component Dynamic Models, cap. 2, 2013, pp. 5-8.
- [43] M. C. Di Piazza and G. Vitale, Photovoltaic Sources Modeling and Emulation, cap. 2, 3, Springer-Verlag London, 2013, pp. 19-81.
- [44] C. Honsberg and S. Bowden, "PVEDUCATION.ORG," [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/factor-de-llenado>. [Accessed 2017].
- [45] *Caracterización de un sistema fotovoltaico con convertidor multinivel*, vol. 1, UNIVERSITAT POLITECNICA DE CATALUNYA BARCELONA TECH, pp. 19-21.
- [46] J. SANJUÁN CIGALES, *ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE CONEXION A LA RED*, cap. 4, VALENCIA: UNIVERSITAT POLITECNICA DE VALENCIA, 2013, pp. 20-58.
- [47] E. Fonkwe, X. Weidong and K. Vinod, "Topology Review of Single Phase Grid-Connected Module Integrated Converters for PV Applications," in *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Montreal, 2012.
- [48] J. K. Pedersen, S. Baekhoej Kjaer and F. Blaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, 2005.
- [49] R. Mechouma, B. Azoui and M. Chaabane, "Three-phase grid connected inverter for photovoltaic systems, a review," in *2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology*, Hammamet, Tunisia, 2012.
- [50] K. Fujii, N. Kanao, T. Yamada and Y. Okuma, "Fault Ride Through Capability for Solar Inverters," in *Power Electronics and Applications (EPE 2011)*, Birmingham, UK, 2011.
- [51] W. Feng, L. Chunlai, T. Yun, L. Jingrui, X. Yizheng and H. Qian, "Modeling and Simulation of electromagnetic transients for photovoltaic power generation systems," in *10th International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation*, Changsha, China, 2017.
- [52] M. Shaaban, W.-S. Tan and M. P. Abdullah, in *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*, Penang, Malasia, 2017.
- [53] P. Duddu, "POWER TECHNOLOGY," 2013. [Online]. Available: <http://www.power-technology.com/features/feature-biggest-wind-farms-in-the-world-texas/>.

ANEXOS

A. MODELO ELECTROMAGNÉTICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

Máquina síncrona. Para el comportamiento tanto en estado estable como transitorio de una máquina síncrona, se debe tener en cuenta la representación de la Figura 44, allí se aprecia la construcción física de una máquina síncrona de dos polos en donde se tiene el devanado de campo, devanados de armadura, entrehierro y ejes directo y de cuadratura sobre los que se ubican los devanados amortiguadores (si se tienen).

Figura 44. Diagrama de la máquina síncrona.



Tomada de referencia [4]

La característica particular de la máquina síncrona es que los campos del estator y del rotor deben moverse a la misma velocidad. Dicha velocidad se conoce como velocidad de sincronismo y depende del número de polos y de la frecuencia de operación de la máquina según la ecuación (23).

$$n = \frac{60f}{p} \quad (23)$$

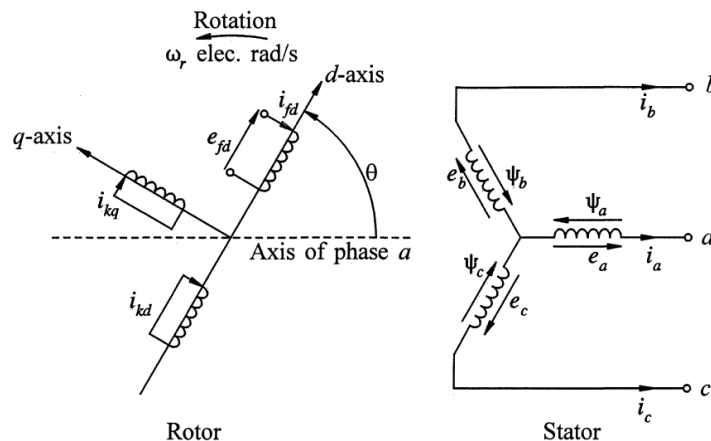
En donde n representa la velocidad síncrona en revoluciones por minuto, f representa la frecuencia nominal y p representa el número de pares de polos.

Una representación de los circuitos presentes en la máquina síncrona se aprecia en la Figura 45, en la cual se tienen tres bobinados en el estator y tres bobinados en el rotor (funcionando con corriente continua).

Así, de acuerdo a la referencia [8], los análisis de la dinámica en una máquina síncrona pueden utilizar entre 0 y 5 devanados amortiguadores. Sin embargo, lo normal es que no contengan más de 3.

En general, los métodos circuitales para analizar máquinas síncronas en un SEP, utilizan el modelo simplificado de la máquina, el cual se conforma por una fuente de tensión en serie con una impedancia (Figura 46). Según sea el análisis a realizar, la impedancia será de reactancia síncrona (X_s), reactancia transitoria (X') o reactancia subtransitoria (X''). Para dicho modelo, el análisis transitorio se desarrolla mediante el modelo de segundo orden (clásico), el cual relaciona la potencia eléctrica generada con los efectos mecánicos en el rotor.

Figura 45. Circuitos existentes y simplificados sobre la máquina síncrona.

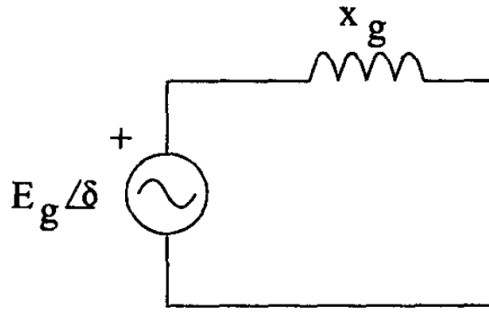


Tomada de la referencia [4].

Para el sistema de prueba que se implementa, se utiliza el modelo simplificado de la máquina síncrona. Sin embargo, para futuras referencias, vale la pena tener en cuenta otros modelos que representan el comportamiento electromagnético de la misma.

De esta manera, para modelar la máquina síncrona de la Figura 45, por medio de ecuaciones, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones que son detalladas por la referencia [4] y que incluyen premisas como que la saturación e histéresis del núcleo son despreciables.

Figura 46. Modelo simplificado de la máquina síncrona.



Tomado de referencia [8]

De otra manera, dado que la máquina síncrona funciona como un circuito magnético, se debe considerar la ecuación que relaciona el flujo magnético con la corriente y la inductancia de la máquina. Esta ecuación es diferente (en número de términos), dependiendo de si se considera el estator o el rotor. El sistema de ecuaciones general es el mostrado en la ecuación (24).

Cabe resaltar que la inductancia en una máquina síncrona varía con la posición del rotor debido a que el flujo magnético debe recorrer distintos caminos dependiendo de la posición del rotor. Así, el flujo por un devanado de armadura debe recorrer la armadura, el entrehierro, el rotor y regresar a la armadura a través de otra porción de entrehierro.

$$\begin{bmatrix} \psi_S \\ \psi_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{SS}(\theta) & L_{SR}(\theta) \\ L_{RS}(\theta) & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_S \\ i_R \end{bmatrix} \quad (24)$$

Donde el subíndice s indica variables del estator y el subíndice R variables del rotor.

De la ecuación (24), solo la sub-matriz inferior derecha (rotor), tiene parámetros constantes dado que el rotor funciona con corriente directa.

De igual manera, la matriz mostrada en su forma más básica (sin devanados amortiguadores), puede expandirse hasta tener 4 filas y 4 columnas. No obstante, como se mencionó anteriormente, los análisis dinámicos más comunes incluyen 3 devanados amortiguadores lo que aumenta el tamaño de la matriz hasta 7 filas con 7 columnas (aquí se consideran dos devanados amortiguadores).

Adicionalmente, se deben considerar las ecuaciones que describen la tensión en el estator y en el rotor de la máquina, estas son:

$$[V_S] = -[R_S][I_S] - \frac{d}{dt}[\psi_S] \quad (25)$$

$$[V_R] = -[R_R][I_R] - \frac{d}{dt}[\psi_r] \quad (26)$$

Así, expandiendo las ecuaciones (24), (25) y (26), se tiene el siguiente sistema.

$$\begin{bmatrix} \psi_A \\ \psi_B \\ \psi_C \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AC} & L_{AF} & L_{AD} & L_{AQ} \\ L_{BA} & L_{BB} & L_{BC} & L_{BF} & L_{BD} & L_{BQ} \\ L_{CA} & L_{CB} & L_{CC} & L_{CF} & L_{CD} & L_{CQ} \\ L_{FA} & L_{FB} & L_{FC} & L_{FF} & L_{FD} & 0 \\ L_{DA} & L_{DB} & L_{DC} & L_{DF} & L_{DD} & 0 \\ L_{QA} & L_{QB} & L_{QC} & 0 & 0 & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{bmatrix} \quad (27)$$

La matriz de la ecuación (27), contiene todos los parámetros a considerar en la máquina. Los valores nulos en la sub-matriz del rotor se dan debido a que los ejes directo y de cuadratura son perpendiculares por lo que los efectos mutuos de sus devanados se cancelan. Así mismo, la sub-matriz del estator depende del ángulo eléctrico de la máquina y sus parámetros están desfasados 240 y 120 grados para las fases B y C respectivamente.

De esta manera, las ecuaciones siguientes muestran algunos parámetros de la máquina, cuya notación es la presentada en la referencia [38].

$$L_{AA} = L_S + L_m \cos 2\theta \quad (28)$$

$$L_{BB} = L_S + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (29)$$

$$L_{CC} = L_S + L_m \cos 2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (30)$$

$$L_{AB} = L_{BA} = -M_S - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right) \quad (31)$$

$$L_{BC} = L_{CB} = -M_S - L_m \cos 2\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \quad (32)$$

$$L_{CA} = L_{AC} = -M_S - L_m \cos 2 \left(\theta + \frac{5\pi}{6} \right) \quad (33)$$

$$L_{AF} = L_{FA} = -L_m \cos \theta \quad (12) \quad (34)$$

Con L_{BF} y a L_{CF} atrasando y adelantando 120° L_{AF} respectivamente.

Para las ecuaciones (31), (32) y (33), la referencia [4] señala que el valor de M_S es muy cercano a $\frac{L_S}{2}$.

Finalmente, los parámetros de inductancias y acoples en el rotor, son constantes y dependen de la construcción de las bobinas de campo, bobinas de amortiguamiento y del material y sección del rotor.

Un análisis más detallado de los parámetros de la máquina síncrona se puede encontrar en las referencias [4], [8], [38] y [6].

Así pues, se pueden expandir las ecuaciones (25) y (26) obteniendo las ecuaciones (35) y (36) respectivamente.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_A & 0 & 0 \\ 0 & R_B & 0 \\ 0 & 0 & R_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_A \\ \psi_B \\ \psi_C \end{bmatrix} \quad (35)$$

$$\begin{bmatrix} V_F \\ V_D \\ V_Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_F & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_F \\ I_D \\ I_Q \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} \quad (36)$$

De esta manera, las ecuaciones (27), (35) y (36), modelan las condiciones estables y dinámicas de la máquina síncrona.

Modelo de la máquina síncrona en referencia 0dq. Los modelos incluidos en la sección anterior describen el comportamiento de la máquina síncrona para diferentes condiciones de operación. Sin embargo, la solución de las ecuaciones se hace difícil debido a que las inductancias son variables con el tiempo. Para ello, se puede hacer un manejo de variables de forma que la solución de las mismas se simplifique.

En el caso de la máquina síncrona, se puede hacer una transformación de las variables dependientes del ángulo eléctrico y hacer que su eje de referencia asociado se desplace el mismo ángulo de la variable, es decir, la velocidad de cambio de la variable es la velocidad de cambio (rotación), del eje de referencia. Esto hace que las variables dependientes del ángulo, se vean como constantes, simplificando en gran medida los cálculos a realizar. Este cambio del eje de referencia, más que de las variables se logra mediante la transformada de Park.

Cabe recalcar que la transformada de Park depende del tiempo (pues varía con él), pero hace constantes los cambios angulares en las variables.

A continuación, se muestra la forma en la que se hace la transformación de Park (0dq), para un sistema de corrientes en abc.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (37)$$

En la referencia [38] y la referencia [6] se muestran los cálculos y resultados relacionados a la transformación de Park de los flujos magnéticos en la máquina síncrona. El resultado de la transformación se muestra a continuación.

$$\begin{bmatrix} \psi_0 \\ \psi_D \\ \psi_Q \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_D & 0 & kM_F & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_Q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_F & 0 & L_F & L_{FD} & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & L_{DF} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_D \\ I_Q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{bmatrix} \quad (38)$$

Ahora, todos los parámetros de la máquina son constantes con $k = \sqrt{\frac{3}{2}}$.

Finalmente, para las ecuaciones de tensión en la máquina, solo es necesario hacer la transformación de Park sobre el estator dado que en el rotor ya se tienen parámetros constantes. La ecuación (39) presenta la tensión en terminales de la máquina en referencia 0dq.

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_d \\ V_q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_A & 0 & 0 \\ 0 & R_B & 0 \\ 0 & 0 & R_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} \psi_0 \\ -\psi_q \\ \psi_d \end{bmatrix} \quad (39)$$

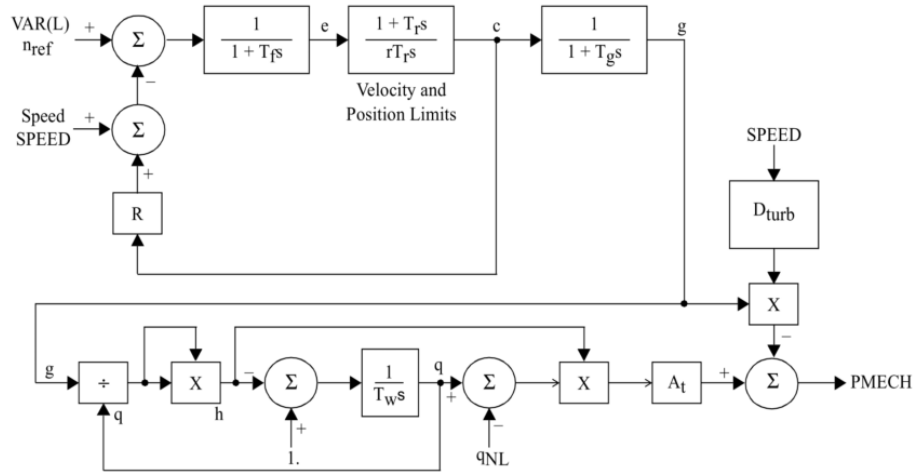
Como comentarios adicionales, cabe recordar que la transformación de Park es un método para referir al rotor las variables del estator. Esta es otra de las razones por la cual la transformación de Park de las variables del rotor no es necesaria. Finalmente, la transformación de Park es una transformación invariante en potencia y variante en el tiempo.

B. MODELO HYGOV

A manera de síntesis, los modelos de la turbina hidráulica y gobernador de velocidad de la Figura 10 y Figura 11, se usan de manera muy frecuente en la simulación de sistemas de generación y salvo algunas variaciones en la ubicación de la ganancia A_t y de la característica droop transitoria, los modelos son los mismos. En la referencia [41], se verifica tal premisa al presentar el modelo estándar de turbina hidráulica más gobernador (HYGOV en la Figura 47), el cual evidencia la gran similitud con los modelos de la Figura 10 y Figura 11.

Así mismo, el modelo HYGOV es utilizado como patrón de simulación en simuladores de sistemas eléctricos de potencia como lo son DigSILENT Powerfactory y PSS®E. Por ejemplo, para simulaciones en PSS®E, la referencia [40] describe el modelo HYGOV como *Standard hydro turbine governor model* y aunque no menciona ventajas específicas de usarlo, menciona desventajas de otros modelos tales como: HYGOV2 es adecuado solo para pequeñas desviaciones en las compuertas y debe ser usado en casos muy específicos; los modelos HTGOVM y HYGOVT usan pozos o cámaras de oscilación que en el modelo HYGOV se asumen infinitos, entre los más importantes.

Figura 47. Modelo HYGOV.



Tomada de la referencia [41]

De igual manera, al ser HYGOV un modelo estandarizado, es utilizado por el sector industrial para modelar más precisamente sus equipos. Entre tales industrias se encuentra MISO (*Midcontinent Independant System Operator*), que desde 2013, lo considera entre sus bases de datos para modelar sistemas hidroeléctricos.

C. PANEL FOTOVOLTAICO Y SISTEMA DE INVERSION DE ENERGÍA

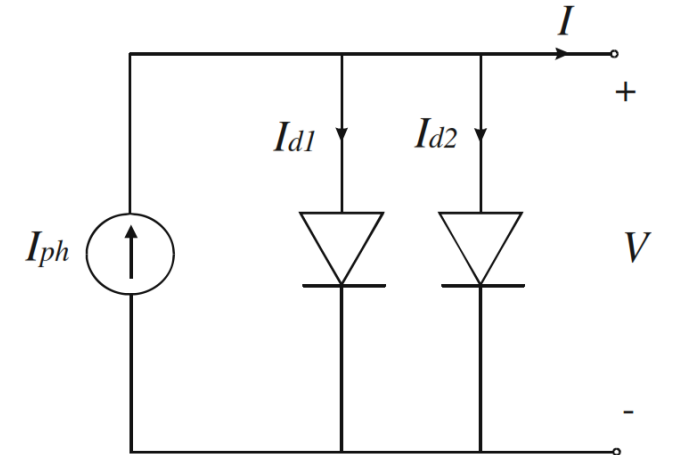
Panel fotovoltaico. De acuerdo a la referencia [43], un panel fotovoltaico se construye con semiconductores tipo PN, en los cuales, se genera el flujo de electrones en la unión misma. La construcción de los paneles se hace empleando granos de silicio de diferentes tamaños, siendo más eficiente el silicio monocristalino (20 - 24 %). Sin embargo, debido al costo de dicho material, se ha preferido el uso de cristales más grandes de silicio, que bajan la eficiencia de la célula hasta llegar al 13 %.

Dado el uso de semiconductores, la ecuación que relaciona de forma ideal la corriente y la tensión en una célula fotovoltaica y que se muestra en la ecuación (40), contiene términos muy similares a la ecuación del diodo. Por ello, se utilizan estos últimos para su representación

circuitual. La figura 48 muestra el diagrama que representa la ecuación de la célula fotovoltaica y las variables involucradas.

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{qV}{2kT}} - 1 \right) \quad (40)$$

Figura 48. Célula solar ideal.

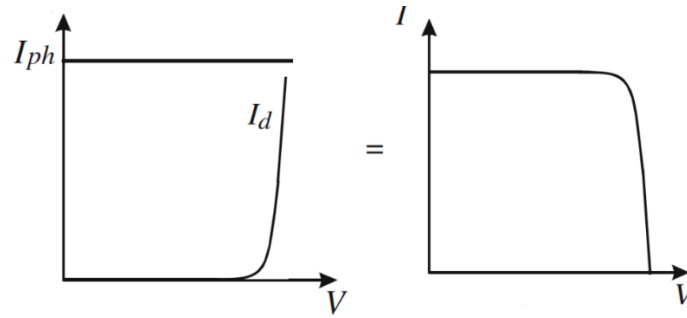


Tomada de la referencia [43].

Cabe resaltar que en la representación circuitual de la figura anterior, el valor de la fuente de corriente depende directamente de la energía solar que recibe el panel y que la tensión en terminales viene dada por la tensión de polarización de los diodos.

Si en el diagrama de la figura 48 se considera una fuente de corriente constante, al sumarse con la corriente por los diodos (que aumenta en función de la tensión directa en terminales), se puede obtener una curva I-V característica para la célula fotovoltaica. Esta curva presenta una sección constante que precede a un punto de caída debido a la conducción creciente por los diodos (Figura 49).

Figura 49. Curva característica de una célula fotovoltaica.

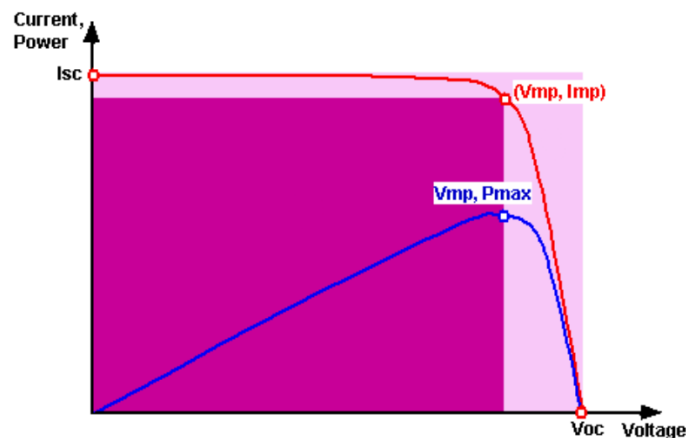


Tomada de la referencia [43].

En base a la Figura 49, se pueden determinar los siguientes parámetros de la célula fotovoltaica: corriente de cortocircuito, definida como la corriente máxima generada por la célula cuando la tensión en terminales es nula; la tensión en circuito abierto, que se da cuando la corriente en terminales es nula; el máximo punto de potencia, que se encuentra en el codo de la curva I-V y se representa por los valores I_{MP} y V_{MP} , y el factor de llenado 'FF', que representa un factor que indica que tan cuadrada es la curva característica de la célula, este compara el cuadrado creado por el punto de máxima potencia con el cuadrado creado por la corriente de cortocircuito y tensión en circuito abierto. Así, un factor de llenado de 1 indica una curva cuadrada. La ecuación y grafica que describen el factor de llenado se muestran a continuación.

$$FF = \frac{I_{MP} V_{MP}}{I_{SC} V_{OC}} \quad (41)$$

Figura 50. Punto de máxima potencia y factor de llenado.



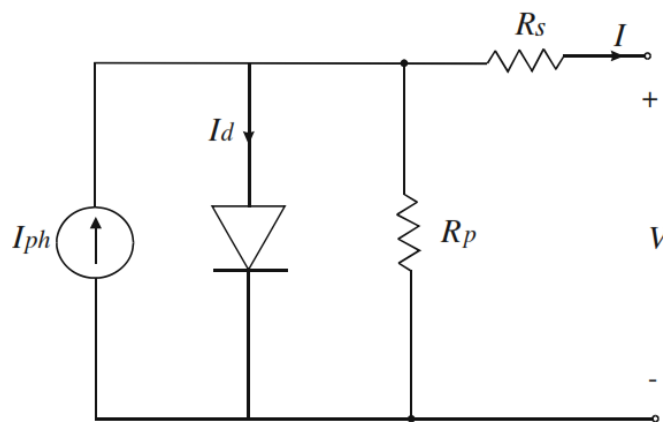
Tomada de la referencia [44].

Un factor a tener en cuenta es que las representaciones obtenidas son válidas para un modelo ideal. Así, para representar una célula o un panel fotovoltaico de forma más precisa (no ideal), se deben incluir algunos elementos resistivos que representan las pérdidas en el sistema (resistencia serie) y las fugas de corriente en la unión PN (resistencia paralelo). Las resistencias en serie y paralelo disminuyen la corriente de corto circuito y la tensión de circuito abierto respectivamente.

De esta manera, en la referencia [43] se presenta un modelo que representa adecuadamente las características eléctricas de un panel fotovoltaico, aun en baja irradiancia. Sin embargo, dado que la generación de potencia ocurre ante irradiancias altas, se puede aplicar una simplificación al diagrama circuital de la figura 48 para obtener un modelo más sencillo que permite evaluar los efectos de la generación de potencia. El diagrama simplificado de la Figura 51 es la representación más utilizada para evaluar la generación fotovoltaica y contiene los efectos resistivos mencionados anteriormente.

Como dato esencial, vale la pena resaltar que la irradiancia máxima que se obtiene a nivel del mar ronda los 1000 W/m^2 .

Figura 51. Modelo simplificado no ideal de un panel fotovoltaico.



Tomado de la referencia [43].

Otro aspecto a considerar es que las células fotovoltaicas suelen operar en arreglos serie paralelo que modifican directamente la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto del

equivalente total. De esta manera, en un arreglo serie de células fotovoltaicas aumenta la tensión total del arreglo mientras que un arreglo paralelo de células aumenta la corriente generada y la corriente en terminales del equivalente. Por consiguiente, los valores característicos del arreglo como tensión y corriente, aumentan en un factor multiplicativo que corresponde al número de células en serie y paralelo respectivamente.

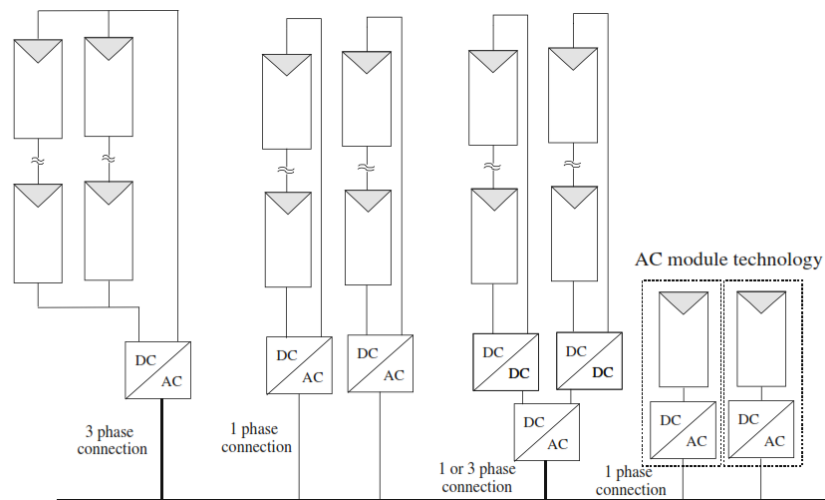
Finalmente, la generación por medio de paneles fotovoltaicos entrega energía de corriente directa, por lo que si se quiere integrar a la red convencional, debe ser acondicionada por medio de inversores para obtener corriente alterna.

Sistema de conversión de energía. Al implementar un panel fotovoltaico, se pueden utilizar diferentes metodologías para la conversión de energía directa a alterna. En la referencia [43], se mencionan algunos casos de sistemas de inversión, los cuales, se aprecian en la Figura 52. Para tal, se tienen casos en los que se pasa de tener un solo convertidor a utilizar convertidores por secciones, haciendo una inversión modular.

De manera similar, en la referencia [47] y la referencia [48] se presentan las diferentes configuraciones en las que se puede interconectar un panel fotovoltaico por medio de inversores monofásicos. Allí, se tiene una clasificación más detallada que considera aspectos como: el número de etapas de conversión (¿se tienen convertidores DC/DC antes de la etapa DC/AC?), ¿se usan condensadores o transformadores en el proceso de inversión?, ¿se basa en convertidores de tensión o de corriente?, entre los más importantes.

En el caso de los inversores trifásicos, la referencia [49] trata las consideraciones mencionadas.

Figura 52. Conexión de paneles fotovoltaicos a la red.



Tomada de la referencia [43].

Un aspecto a tener en cuenta es que los inversores conectados a la red, deben ser implementados por medio de un sistema que hace control y sincronización con la misma. Lo anterior, para garantizar las mismas condiciones de tensión, fase y secuencia de ambos sistemas.

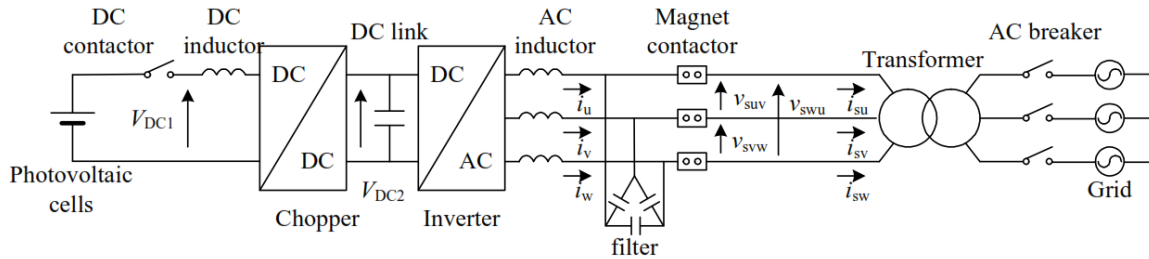
De esta manera, luego de la adquisición de datos red, se utilizan sistemas de control que actúan sobre la tensión DC a la entrada del inversor, la salida AC del inversor, la potencia activa, la potencia reactiva, entre otros. Adicionalmente, el sistema de control brinda señales de referencia para realizar la conmutación de los elementos de electrónica de potencia (IGBT, MOSFET, tiristores, entre los más importantes.). Tal conmutación se puede realizar por medio de modulación por ancho de pulso (PWM) y modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM).

Así mismo, elementos como inductores y condensadores se deben utilizar con el propósito de filtrar y acoplar las señales. De esta manera, la salida del inversor tiene baja distorsión armónica y es más adecuada para su interconexión con la red.

Un diagrama de la interconexión entre el panel fotovoltaico y la red, así como algunas de las señales involucradas en el proceso de conversión de energía solar en corriente alterna, se muestra en las figuras siguientes. La Figura 53 muestra la interconexión de elementos en un sistema con dos etapas de conversión y una etapa de filtrado, de forma similar, la Figura 54 contiene una

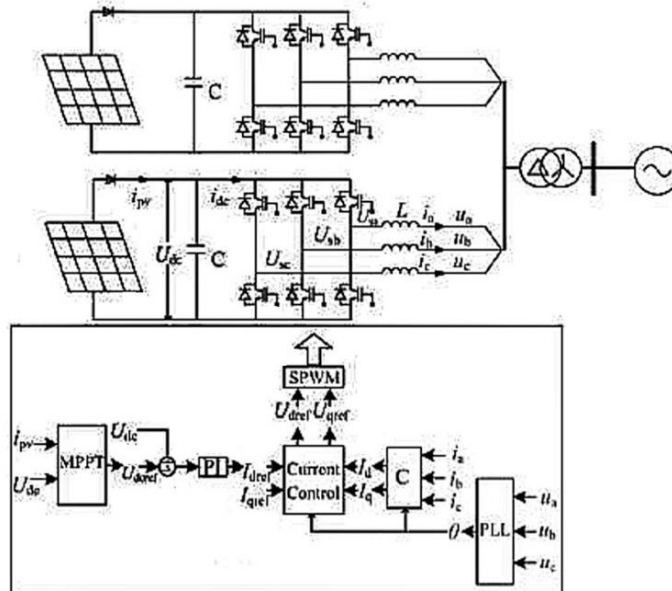
etapa de conversión, una de filtrado y detalla de forma general las señales involucradas en el sistema de control.

Figura 53. Esquema de generador fotovoltaico.



Tomada de la referencia [50].

Figura 54. Sistema fotovoltaico e inversor conectados a la red de energía eléctrica.



Tomada de la referencia [51].

Finalmente, para el sistema de prueba que se implementa se utiliza un modelo equivalente del generador fotovoltaico, el cual, representa el comportamiento dinámico y en estado estable del

mismo. Lo anterior, debido a que en el análisis a desarrollar, prima la inyección de potencia a la red sobre el comportamiento del inversor o del panel.